

# **Relatório Anual 2012 do ONS**

## **Índice**

### **1 – Informações Institucionais**

**1.1 – Membros Associados do ONS**

**1.2 – Conselho de Administração**

**1.3 – Conselho Fiscal**

**1.4 – Diretoria do ONS**

**1.5 – Mensagem do Conselho de Administração**

**1.6 – Mensagem do Diretor Geral**

**1.7 – Destaques de 2012**

### **2 – Resultados Técnicos em 2012**

**2.1 – Avaliação das Condições de Suprimento aos Estados**

**2.2 – Estudos Pré-operacionais do Complexo do Rio Madeira**

**2.3 – A Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus**

**2.4 – Copa do Mundo de Futebol de 2014**

**2.5 – Olimpíada de 2016**

**2.6 – Melhoria da Segurança Elétrica**

**2.6.1 – Instalações Estratégicas**

**2.6.2 – Avaliação do Desempenho dos Sistemas Especiais de Proteção**

**2.6.3 – Implantação do Sistema de Medição Sincronizada de Fasores**

**2.7 – Planejamento e Programação da Operação**

**2.7.1 – A Operação Energética**

**2.7.2 – A Operação Elétrica**

**2.8 – A Operação em Tempo Real**

**2.9 – Indicadores de Desempenho do SIN em 2012**

**2.10 – Gestão das Principais Perturbações Verificadas no SIN**

**2.10.1 – Perturbação com Origem na SE Imperatriz**

**2.10.2 – Perturbação com Origem na SE Foz do Iguaçu**

**2.10.3 – Perturbação com Origem na SE Brasília Sul**

- 2.10.4 – Perturbação com Origem na SE Samambaia
- 2.10.5 – Perturbação com Origem na SE Colinas
- 2.10.6 – Perturbação com Origem na SE Itumbiara
- 2.10.7 – Definição de Novos Corredores de Recomposição
- 2.11 – Evolução dos processos e aprimoramentos metodológicos
- 2.12 – A Administração da Transmissão
  - 2.12.1 – Ampliações e Reforços
  - 2.12.2 – Acesso à Rede Elétrica
  - 2.12.3 – Análise de Conformidade de Projetos Básicos
  - 2.12.4 – Sistema de Informações Georreferenciadas de Transmissão
  - 2.12.5 – Contratos de Transmissão
  - 2.12.6 – Apuração Mensal de Serviços e Encargos
  - 2.12.7 – Sistema de Medição para Faturamento
  - 2.12.8 – Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e de Uso do Sistema de Distribuição por Gerações – TUSDg
  - 2.12.9 – Livro da Transmissão

### **3 - Resultados da Gestão em 2012**

- 3.1 – Relacionamento Institucional do ONS
- 3.2 – Relacionamento com Agentes e Integração de Novas Instalações ao SIN
- 3.3 – Relacionamento Estratégico Internacional do ONS
  - 3.3.1 – GO 15 – Sustainable and Reliable Power Grids
  - 3.3.2 – Comissão de Integração Elétrica Regional - CIER
- 3.4 – A Mudança para Novas Instalações
- 3.5 – Plano de Ação 2012-2014
- 3.6 – Gestão de Riscos e Gestão dos Procedimentos de Rede
- 3.7 – Gestão de Pessoas
- 3.8 – Telecomunicação e Tecnologia da Informação
- 3.9 – Gestão de Compras
- 3.10 – Gestão da Administração Predial
- 3.11 – Gestão Econômico-Financeira

## **1. Informações Institucionais**

### **1.1 – Membros Associados do ONS**

AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A  
AES Uruguaiana Empreendimentos S/A  
Afluyente Transmissão de Energia S/A  
Agro Energia Santa Luzia Ltda.  
Alumar Consórcio de Alumínio S/A  
Alumínio Brasileiro S/A  
Amazonas Distribuidora de Energia S/A  
Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia S/A  
Ampla Energia e Serviços S/A  
Anglo American Barro Alto  
Anglo American Brasil Ltda.  
Anglogold Ashanti Brasil Mineração Ltda.  
Anglogold Ashanti Córrego do Sítio Mineração S/A  
Araraquara Transmissora de Energia S/A  
Arcelormittal Brasil S/A  
Arcelormittal Inox Brasil S/A  
Arembepe Energia S/A  
Artemis Transmissora de Energia S/A  
ATE II Transmissora de Energia S/A  
ATE III Transmissora de Energia S/A  
ATE Transmissora de Energia S/A  
ATE VII Foz do Iguaçu Transmissora de Energia S/A  
ATE VIII Transmissora de Energia S/A  
Atlantico Concessionária de Transmissão de Energia do Brasil  
Baguari I Geração de Energia Elétrica S/A  
Barra Bioenergia S/A – Filial Ipaussu  
Barra do Braúna Energética S/A  
Berneck S/A Painéis e Serrados  
Bolognesi Participações S.A.  
Bons Ventos Geradora de Energia S/A  
Borborema Energética S/A  
Borracha Vipal S/A  
Braskem UNIB–RS  
Braskem S/A  
Brasnorte Transmissora de Energia S/A  
Breitener Tambaqui S.A.  
Brentech Energia S.A.  
Brentech Energia S/A  
Brilhante Transmissora de Energia Ltda.

Cachoeira Paulista Transmissora de Energia S/A  
Caiuá – Serviços de Eletricidade S/A  
CALDAS NOVAS TRANSMISSÃO AS  
Campos Novos Energia S/A  
Campos Novos Transmissora de Energia S/A - ATE VI  
Candeias Energia S/A  
Canoas Duke  
Caramuru Alimentos Ltda.  
Carbocloro S/A Industrias Químicas  
Castertech Fundação e Tecnologia Ltda.  
Catxere Transmissora de Energia S/A  
Cauipe Geradora de Energia S/A  
CEB Distribuição S/A  
CEB Geração S/A  
CELG Distribuidora S/A  
CELG Geração e Transmissão S/A  
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S/A  
Centrais Elétricas de Pernambuco S/A - EPESA  
Centrais Elétricas de Rondônia S/A  
Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A  
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A  
Centrais Elétricas do Pará S/A  
Centrais Elétricas do Rio Jordan S/A  
Centrais Elétricas Matogrossense S/A  
Central Eólica Praia do Morgado S/A  
Central Eólica Volta do Rio S/A  
Central Geradora Colônia S.A.  
Central Geradora Eólica Icaraí II S.A.  
Central Geradora Eólica Icaraí I S.A.  
Central Geradora Eólica Taíba Águia S.A.  
Central Geradora Eólica Taíba Andorinha S.A.  
Central Geradora Termelétrica Fortaleza S/A  
Cia Energética de Petrolina  
Cia. de Transmissão Centroeste de Minas  
Cocal Termelétrica S/A  
Companhia Brasileira de Alumínio  
Companhia de Eletricidade do Acre  
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia  
Companhia de Energia Elétrica do Estado de Tocantins  
Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê  
Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica  
Companhia de Interconexão Energética  
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista

Companhia Energética Chapecó  
Companhia Energética de Alagoas  
Companhia Energética de Minas Gerais  
Companhia Energética de Pernambuco  
Companhia Energética de Petrolina  
Companhia Energética de São Paulo  
Companhia Energética do Ceará  
Companhia Energética do Maranhão  
Companhia Energética do Piauí  
Companhia Energética do Rio Grande do Norte  
Companhia Energética de Mato Grosso do Sul  
Companhia Energética Potiguar S/A  
Companhia Energética Rio das Antas  
Companhia Energética Santa Clara  
Companhia Energética São Salvador  
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica  
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica  
Companhia Hidroelétrica do São Francisco  
Companhia Jaguari de Energia  
Companhia Luz e Força Santa Cruz  
Companhia Paraibuna de Metais - Sobragi  
Companhia Paulista de Força e Luz  
Companhia Piratininga de Força e Luz Ltda.  
Companhia Siderúrgica de Tubarão  
Companhia Siderúrgica Nacional  
Companhia Sul Paulista de Energia S.A.  
Companhia Transirapé de Transmissão  
Companhia Transleste de Transmissão  
Companhia Transudeste de Transmissão  
Consórcio AHE Funil  
Consórcio Candonga  
Consórcio Capim Branco Energia  
Consórcio CEMIG-CEB  
Consórcio Empresarial Salto Pilão  
Consórcio EnerPeixe  
Consórcio Estreito Energia  
Consórcio Igarapava  
Consorcio Jauru  
Consórcio Paraibuna  
Consórcio Porto Estrela Ltda.  
Consórcio Serra do Facão  
Consórcio UHE Guilman Amorim  
COPEL Distribuição S/A  
COPEL Geração S/A

COPEL Transmissão S/A  
Coqueiros Transmissora de Energia Ltda.  
Corumbá Concessões S/A  
Coteminas S/A  
CPFL - Geração de Energia S/A  
Desa Eólicas S/A  
Dona Francisca Energética S/A  
DSM Elastômeros Brasil Ltda.  
Duke Energy International – Geração Paranapanema  
Eka Bahia S/A  
Elebrás Projetos S/A  
Elektro – Eletricidade e Serviços S/A  
Eletrobrás Termonuclear S/A  
Eletrogóes S/A  
Eletropaulo Metropolitana – Eletricidade de São Paulo S/A  
Eletrosul Centrais Elétricas S/A  
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia  
Empresa Bandeirante de Energia S/A  
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S/A  
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S/A  
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A  
Empresa de Transmissão de Energia de Mato Grosso S/A  
Empresa de Transmissão de Energia do Oeste Ltda.  
Empresa de Transmissão de Energia do Rio Grande do Sul S/A  
Empresa de Transmissão de Varzea Grande S/A  
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S/A  
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S/A  
Empresa Elétrica Bragantina S/A  
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A  
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A  
Empresa Norte de Transmissão de Energia S/A  
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S/A  
Empresa Regional de Transmissão de Energia S/A  
Empresa Santos Dumont de Energia  
Encruzo Novo Transmissora de Energia Ltda.  
Enerbrasil – Energias Renováveis do Brasil Ltda.  
Energest S/A  
Energética Águas da Pedra  
Energética Barra Grande S/A  
Energética Camaçari Muricy I S/A  
Energética Suape II S/A  
Energia Sustentável do Brasil S/A  
Energisa Borborema Distribuidora de Energia S/A  
Energisa Minas Gerais Distribuidora de Energia S/A

Energisa Paraíba  
Energisa Sergipe  
Enguia Gen CE Ltda.  
Enguia Gen PI Ltda.  
Eólica Cerro Chato I S/A  
Eólica Cerro Chato II S/A  
Eólica Cerro Chato III S/A  
Eólica Faísa I Geração de Energia S.A  
Eólica Faísa II Geração de Energia S.A  
Eólica Faísa III Geração de Energia S.A  
Eólica Faísa IV Geração de Energia S.A  
Eólica Faísa V Geração de Energia S.A  
Espírito Santo Centrais Elétricas S/A  
Espora Energética Ltda.  
Estação Transmissora de Energia As  
Evrecy Participações Ltda.  
Expansion Transmissão de Energia S/A  
Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S/A  
Fibraplac Chapas de MDF Ltda.  
Foz do Chapecó Energia S/A  
Foz do Rio Claro Energia S/A  
Furnas Centrais Elétricas S/A  
Geração CIII S/A  
Geradora de Energia do Amazonas S/A  
Geradora de Energia do Norte S/A  
Gerdau Aços Longos S/A – Barra dos Coqueiros  
Gerdau Aços Longos S/A – Caçu  
Gerdau Aços Longos S/A – SP  
Goiânia Transmissora de Energia S/A  
Goiás Transmissão S/A  
Ijuí Energia S/A  
Innova S/A  
Integração Transmissora de Energia S/A  
Interligação Elétrica de Minas Gerais  
Interligação Elétrica do Madeira S.A  
Interligação Elétrica Norte e Nordeste S/A  
Interligação Elétrica Pinheiros S/A  
Interligação Elétrica Serra do Japi S/A  
Interligação Elétrica Sul S/A  
Investco S/A – Lajeado  
Iracema Transmissora de Energia S/A  
Itá Energética S/A  
Itaipu Binacional  
Itapebi Geração de Energia S/A

Itiquira Energética S/A  
Itumbiara Transmissora de Energia Ltda.  
Jauru Transmissora de Energia Ltda.  
Kinross Brasil Mineração S/A  
Lambari Geradora de Energia S.A.  
Lanxess Elastômeros do Brasil S/A  
Light – Serviços de Eletricidade S/A  
Light Energia S/A  
Linde Gases  
Linha de Transmissão Corumbá  
Linha Verde Transmissora de Energia S/A  
Linhares Geração S/A  
Linhas de Macapá Transmissora de Energia Ltda.  
Linhas de Transmissão de Montes Claros Ltda.  
Linhas de Transmissão do Itatim Ltda.  
Linhas de Xingu Transmissora de Energia Ltda.  
Londrina Transmissora de Energia S/A – ATE V  
LT Triângulo S/A  
Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica  
Macaúbas Energética S/A  
Manaus Transmissora de Energia S/A  
Maracanaú Geradora de Energia S/A  
MGE Transmissão S/A  
Mineração Maraca Indústria e Comércio S/A  
Mineração Paragominas S/A  
Mirabela Mineração do Brasil Ltda.  
Monel Monjolinho Energética Ltda.  
MPX Energia S/A  
MS Participações Societárias S/A  
New Energy Options Geração de Energia S/A  
Nordeste Transmissora de Energia S/A  
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.  
Nova Era Silicon S/A  
NovaTrans / Enelpower do Brasil Ltda.  
Oxiteno Nordeste S/A Indústria e Comércio  
Pedra Branca S/A  
Pedras Transmissora de Energia Ltda.  
Petróleo Brasileiro S/A  
Petróleo Brasileiro S/A – Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados – FAFEN-SE  
PIE-RP Termelétrica S/A  
Poços de Caldas Transmissora de Energia Ltda.  
Porto Primavera Transmissora de Energia Ltda.  
Porto Velho Transmissora de Energia S/A  
Refinaria Presidente Getúlio Vargas – Araucária – PR

Retiro Baixo Energética S/A  
 Ribeirão Preto Transmissora de Energia Ltda.  
 RIMA INDUSTRIA S.A.  
 Rio Amazonas Energia S.A.  
 Rio Branco Transmissora de Energia S/A  
 Rio Claro Agroindustrial S/A  
 Rio Grande Energia S/A  
 Rio Verde Energia S/A  
 Rosal Energia S/A  
 Sadia S/A  
 Salobo Metais S/A  
 Samarco Mineração S/A  
 Santo Antônio Energia S/A  
 São Mateus Transmissora de Energia S/A – ATE IV  
 São Pedro do Lago S/A  
 SE Naramdiba S/A  
 Serra da Mesa Transmissora de Energia Ltda.  
 Serra Paracatu Transmissora de Energia Ltda.  
 Sete Gameleiras S/A  
 Siderúrgica Barra Mansa  
 Sistema de Transmissão Catarinense S/A  
 Sistema de Transmissão Nordeste  
 Sul Transmissora de Energia Ltda.  
 Tangará Energia S/A – Guaporé  
 Termelétrica Pernambuco III S.A.  
 Termelétrica Viana S/A  
 Termo Norte Energia Ltda.  
 Termo Pernambuco Ltda.  
 Termocabo Ltda.  
 ThyssenKrupp CSA Siderúrgica do Atlântico  
 Toyota do Brasil LTDA  
 Tractebel Energia S/A  
 Transenergia Goiás S.A  
 Transenergia Renovável S/A  
 Transenergia São Paulo S/A  
 Transmissora de Energia Sul Brasil  
 Transmissora Delmiro Gouveia S/A  
 Transmissora Matogrossense de Energia S/A  
 Transmissora Porto Alegrense de Energia Ltda.  
 Transmissora Sudeste Nordeste S/A  
 Transmissora Sudeste Nordeste S/A – PATESA  
 U. E. G. Araucária Ltda.

Uirapuru Transmissora de Energia  
Usina Termelétrica de Anápolis Ltda.  
Usina Termelétrica Norte Fluminense S/A  
Usina Xavantes S/A  
Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S/A  
UTE MC2 Camaçari 1 S/A  
UTE MC2 Catu S/A  
UTE MC2 Dias Davila 1 S/A  
UTE MC2 Dias Davila 2 S/A  
UTE MC2 Feira de Santana S/A  
UTE MC2 Senhor do Bonfim S/A  
Vale Potássio Nordeste S/A  
Vale S/A  
Vallourec & Sumitomo Tubos do Brasil Ltda.  
Ventos do Sul Energia S/A  
Veracel Celulose  
Vila do Conde Transmissora de Energia Ltda.  
Votorantim Cimentos Ltda.  
Votorantim Metais Níquel S/A  
White Martins

## **1.2 – Conselho de Administração**

Eleitos para o biênio abril/2012 a abril/2014

### **Categoria Produção:**

- ⇒ Valter Luiz Cardeal de Souza (ELETROBRÁS) como titular e Luiz Henrique de Freitas Schnor (CGTEE) como suplente;
- ⇒ Cesar Ribeiro Zani (FURNAS) como titular e Ricardo Daruiz Borsari (EMAE) como suplente;
- ⇒ Fernando Henrique Schuffner Neto (CEMIG) como titular Alexandre Magno Firmo Alves (CDSA) como suplente;
- ⇒ Maurício Stolle Bähr (TRACTEBEL) como titular e Armando de Azevedo Henriques (DUKE) como suplente;
- ⇒ Xisto Vieira Filho (MPX) como titular e José Alcides Santoro Martins (PETROBRÁS) como suplente;

### **Categoria Transporte:**

- ⇒ Mozart Bandeira Arnaud (CHESF) como titular e Luciano Paulino Junqueira (NTE) como suplente;
- ⇒ Ronaldo dos Santos Custódio (ELETROSUL) como titular e Ramon Sade Haddad (STATE GRID) como suplente;
- ⇒ Celso Sebastião Cerchiari (CTEEP) como titular e Asley Stecca Steindorff (CELG) como suplente;
- ⇒ Lauro Sergio Vasconcelos David (TBE) como titular e Jose Aloise Ragone Filho (TAESA) como suplente.

## **Categoria Consumo**

- ⇒ Lindolfo Zimmer (COPEL) como titular e Cleverson Siewert (CELESC) como suplente;
- ⇒ Wilson Pinto Ferreira Junior (CPFL) como titular e Donato da Silva Filho (EDP ESCELSA) como suplente;
- ⇒ Britaldo Pedrosa Soares (ELETROPAULO) como titular e Paulo Roberto Ribeiro Pinto (LIGHT) como suplente;
- ⇒ Solange Maria Pinto Ribeiro (NEOENERGIA) como titular e Lucas Leandro Müller (REDE) como suplente;
- ⇒ Ricardo Batista Mendes (VALE) como titular e Erico Teodoro Sommer (GERDAU) como suplente;

## **Ministério de Minas e Energia**

- ⇒ Francisco Romário Wojcicki como titular e Ricardo Spanier Homrich como suplente.

## **Conselho Fiscal**

- ⇒ Mauro Guilherme Jardim Arce (CESP) como titular e Pedro José Diniz de Figueiredo (ELETRONUCLEAR) como suplente, representando a Categoria Produção;
- ⇒ Wady Charone Junior (ELETRONORTE) como titular e Domingos Sávio Castro Horta (TAESA) como suplente, representando a Categoria Transporte;
- ⇒ Sérgio Souza Dias (CEEE) como titular e Marcus Sérgio Fontana (CEB) como suplente, representando a Categoria Consumo.

## **1.4 – Diretoria do ONS**

Hermes Chipp – Diretor Geral

Álvaro Fleury Veloso da Silveira – Diretor de Administração dos Serviços de Transmissão

Francisco José Arteiro de Oliveira – Diretor de Planejamento e Programação da Operação

István Gárdos – Diretor de Assuntos Corporativos

Ronaldo Schuck – Diretor de Operação

## **1.5 – Mensagem do Conselho de Administração**

### **Dois marcos relevantes**

O ano de 2012 marca mais um ciclo de intenso trabalho do Operador Nacional do Sistema Elétrico, tanto no cumprimento de sua missão institucional – garantir a segurança e a economicidade do suprimento de energia elétrica aos consumidores do Sistema Interligado Nacional – quanto na busca contínua pelo aprimoramento da gestão organizacional.

O trabalho desenvolvido pelo Conselho de Administração vem juntar-se a esse esforço integrado das equipes técnicas do Operador, dos Agentes Associados e das demais organizações que conduzem o setor elétrico, contribuindo para esse expressivo conjunto de resultados positivos, tanto no campo técnico quanto no da gestão corporativa.

Destaco o esforço empreendido pela Comissão de Conselheiros que analisou os desafios e propostas de aperfeiçoamento dos processos de expansão da geração e transmissão de energia. O objetivo do trabalho foi de identificar o impacto sobre a operação do SIN de um processo de planejamento e expansão em que têm predominado a geração hidrelétrica sem reservatório e a geração intermitente, como também o de propor aprimoramentos.

Dentre os desafios apontados, destacam-se: a necessidade de adoção de leilões regionais e por tipo de fonte; a necessidade de frear a perda de capacidade de regularização do sistema de reservatórios; a necessidade de aumentar a geração termelétrica de base, considerando inclusive novas técnicas que permitam reduzir a emissão de CO<sub>2</sub>; a necessidade de acomodar grandes montantes de geração intermitente no atendimento da carga; a necessidade de aprimorar os mecanismos operativos de segurança; e as necessidades específicas da regulamentação, implantação e operação das redes de transmissão.

O segundo ponto que gostaria de comentar foi o processo de revisão e aprimoramento do Plano de Gestão de Cargos e Remuneração do Operador. Formulada a partir de um abrangente trabalho interno à organização, a proposta viabilizada pela Comissão de Conselheiros buscou assegurar a sustentabilidade da organização, tornando-a capaz de atrair e reter os recursos humanos altamente qualificados de que necessita para o exercício de sua missão institucional. Ao mesmo tempo, buscou-se uma formulação moderna e que promovesse a racionalização dos custos de pessoal. A aprovação pela ANEEL na íntegra da proposta enviada pelo Conselho demonstra que estamos na direção correta.

Destaco ainda os resultados positivos do projeto de implantação das novas instalações do Operador, em Florianópolis, em Recife e no Rio de Janeiro, que elevarão a organização a um novo estágio em termos de ambiente físico, em breve tempo.

Tenho certeza que a evolução desses assuntos conduzirá, no futuro, a um Operador plenamente capacitado para coordenar a operação de um sistema cada vez maior e mais complexo, expandido sob a ótica do compromisso com as próximas gerações, e que possa atender a uma demanda energética per capita crescente. Somando-se a dedicação e a competência de sua equipe técnica, com a capacidade de gestão da sua Diretoria e com a orientação segura de seus Conselhos de Administração e Fiscal, todos os desafios que esse futuro irá trazer serão vencidos.

**Maurício Stolle Bähr**

**Presidente do Conselho de Administração**

## **1.6 – Mensagem do Diretor Geral**

### **Postos à prova**

Ao analisar retrospectivamente os resultados alcançados em 2012, noto que este foi um ano em que o Operador foi posto à prova em diversos desafios que enfrentamos. E, se ao final do período, podemos visualizar com orgulho os resultados alcançados, considerando-se as características da organização, isto se deve a uma gestão articulada e proativa em diversos aspectos.

Tivemos a necessária e valiosa colaboração de todas as instituições responsáveis pela gestão do setor elétrico: o Ministério de Minas e Energia, a Agência Nacional de Energia Elétrica e as demais agências reguladoras, a Empresa de Pesquisa Energética, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, as Secretarias Estaduais de Energia, cada um dos 321 agentes associados e as associações que os representam.

Além disso, contamos com a dedicação permanente e o comprometimento pessoal de cada componente da equipe técnica do ONS. Trabalhando de forma responsável e integrada, fomos capazes de superar os desafios e manter a organização na longa trajetória de sucesso que tem marcado a sua história.

Tiveram continuidade em 2012 os projetos que preparam o sistema para que nossa missão possa ser desempenhada com maior efetividade no futuro. Destaco entre eles a análise das condições de suprimento às cidades-sede da Copa das Confederações, da Copa do Mundo de Futebol de 2014 e a preparação para os Jogos Olímpicos de 2016; a avaliação da conformidade dos projetos básicos do sistema de transmissão do Madeira aos requisitos dos editais de licitação, fundamental para sua integração ao SIN; as atividades de implantação da Rede de Gerenciamento de Energia do ONS (REGER); a adoção de um ciclo regular de revisão de todos os Procedimentos de Rede com a participação dos Agentes; e o trabalho dos grupos técnicos de análise das condições de suprimento de energia aos principais centros de carga, responsáveis por estudar as ações e providências para a implantação das obras já definidas e das medidas operativas necessárias para assegurar o suprimento a diversos estados da federação, dos quais participam as Secretarias Estaduais de Energia e de Meio Ambiente. Em especial, foi dado um tratamento diferenciado para as instalações consideradas estratégicas, visando a minimizar os efeitos das contingências múltiplas no sistema de transmissão. Todos são projetos de longa duração, que se estendem além das fronteiras do ano civil.

Quanto às atividades finalísticas, enfrentamos desafios específicos, tanto na administração dos recursos disponíveis para atendimento à carga de energia em um ano marcado por condições hidrológicas desfavoráveis, quanto no enfrentamento das perturbações de grande porte verificadas entre setembro e dezembro, que tiveram grande repercussão social. A despeito dessas dificuldades, continuamos coordenando

de forma eficiente a operação do SIN e garantindo o suprimento de energia com segurança, ao menor custo.

Gostaria de destacar o envolvimento da equipe técnica do ONS na preparação para a entrada em operação da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, que permitirá uma sensível redução nos custos de geração térmica na região Norte, além de oferecer aos milhares de consumidores das áreas que serão interligadas os mesmos padrões de garantia de suprimento a que têm acesso os demais consumidores do país. Ressalto ainda a efetiva participação da equipe do ONS no trabalho coordenado pelo Conselho de Administração, que analisou os desafios e propostas de aperfeiçoamento dos processos de expansão da geração e transmissão de energia, já apresentado ao MME.

Do ponto de vista corporativo, tiveram continuidade os projetos de mudança do Operador para novas instalações em Florianópolis, no Recife e no Rio de Janeiro. Quanto à gestão de pessoas, foram mantidos os investimentos no aprimoramento da capacitação técnica e no desenvolvimento humano, abrindo espaço para a sua participação na definição das iniciativas que afetam sua vida profissional e pessoal, visando à sustentabilidade da organização. Dentre esses projetos, destaco em 2012 a redefinição dos valores organizacionais, a revisão estrutural do Plano de Gestão de Cargos e Remuneração, a implantação do Programa Trajetórias de Carreira e o início do estabelecimento do Modelo de Gestor.

Às instituições que participam da gestão do setor elétrico brasileiro, às pessoas que as integram e ao nosso quadro de colaboradores, nosso agradecimento, em nome da Diretoria do ONS.

**Hermes Chipp, Diretor Geral**

## **1.7 – Destaques de 2012**

### **Estudos Pré-operacionais do Complexo do Rio Madeira**

A partir da integração ao SIN das primeiras unidades geradoras da usina de Santo Antonio, em março de 2012, com apenas um dos três circuitos de 230 kV previstos do sistema de transmissão em operação, foi necessário definir diversas medidas operativas que permitissem aproveitar a energia produzida nessa usina de forma segura, reduzindo a geração térmica local e aumentando a flexibilidade operativa.

### **Interligação Tucuruí – Manaus – Macapá**

Importante ação estratégica e empresarial para integrar mais dois estados ao SIN – Amazonas e Amapá –, através de um novo tronco de transmissão em 500/230 kV envolvendo novos agentes de geração, transmissão e distribuição, que passarão a fazer parte desse sistema. A atuação integrada das equipes do ONS e dos Agentes envolvidos tem permitido a adequada preparação da integração das novas instalações de transmissão e desses sistemas isolados ao SIN, bem como possibilitado que o ONS se posicione de forma positiva e proativa junto ao MME, Aneel e Agentes.

### **Atuação das Equipes Técnicas na Otimização das Disponibilidades Eletroenergéticas do SIN no Período Úmido 2012/2013**

O atraso na caracterização do período úmido 2012/13 nas regiões Sudeste/Centro Oeste, Nordeste e Norte, em sequência a um período seco acentuado nas regiões Nordeste e Sul, com baixas afluências e deplecionamento das reservas acumuladas nos reservatórios do SIN, levou o CMSE a autorizar o despacho pleno do parque termelétrico a partir de meados do mês de outubro, incluindo as usinas nucleares, a carvão, a gás e a combustíveis líquidos. Esta situação exigiu das equipes técnicas de planejamento operativo e programação semanal e diária a cuidadosa administração das reservas existentes e a atenta gestão da rede de transmissão de modo a viabilizar transferências de energia adicionais através dos principais troncos de interligação entre áreas e regiões.

### **Atuação das Equipes Técnicas em Resposta às Ocorrências de setembro a dezembro de 2012**

Nos meses de setembro a dezembro de 2012 foram registradas seis ocorrências no SIN de porte significativo, envolvendo o suprimento ao

Distrito Federal em duas situações, o suprimento às Regiões Norte e Nordeste em outras duas, com a ocorrência de blecaute total no Nordeste em uma delas, e uma atuação do ERAC em grande parte do SIN, que teve origem na subestação Foz do Iguaçu 765/500 kV. Neste contexto de elevada importância para a organização, foi fundamental a pronta resposta das equipes do ONS, dos Agentes, e a atuação do CMSE, quanto à coordenação das ações de restabelecimento, à condução e publicação dos RAP – Relatórios de Análise de Perturbação, inclusive com a identificação e implementação de medidas adicionais para garantir a segurança da operação, bem como no relacionamento com a imprensa em cada uma dessas situações.

### **Plano para Ampliação da Segurança do SIN (PSSIN)**

O PSSIN foi estruturado com o propósito específico de aumentar os resultados em segurança do SIN, por meio da integração das atividades de diversas unidades, mediante o desenvolvimento e execução de ações voltadas a reduzir a incidência de ocorrências, em especial as que provocam interrupção de carga, bem como visando a restabelecer as áreas afetadas no menor tempo possível de forma segura. Este plano foi desenvolvido com metodologia específica para a definição do processo, priorização das ações e para o acompanhamento da sua execução, com a aplicação de conceitos e ferramentas de gestão estratégica e sua disseminação na organização. Entre os projetos do PSSIN, merecem destaque:

- Realização do workshop sobre grandes ocorrências;
- Mapeamento das instalações teleassistidas da Rede de Operação e proposta de revisão dos Procedimentos de Rede contendo novos requisitos e regras para a teleassistência;
- Definição de critérios e a monitoração dos canais de comunicação dos Agentes;
- Elaboração do Plano de Treinamento das Equipes de Tempo Real.

### **Gestão dos Procedimentos de Rede**

Teve significativa evolução em 2012 o processo de revisão dos Procedimentos de Rede, trabalho que contou com a valiosa participação dos Agentes e Associações. Foram elaboradas novas versões de 143 submódulos, que foram encaminhadas para a agência reguladora. Essas novas versões serão objeto de Audiência Pública a ser realizada pela ANEEL em 2013, para sua posterior entrada em vigor.

### **Revisão dos Valores Organizacionais**

Cada vez mais, a obtenção de melhores resultados não é suficiente para a sustentabilidade de uma organização. A forma de obtê-los é considerada tão importante quanto os próprios resultados. Os valores organizacionais são princípios ou crenças que estabelecem a forma como as pessoas devem se comportar e tomar decisões na organização, daí sua importância. Conduzido de forma aberta e participativa, o projeto de revisão dos valores organizacionais tem um alto impacto na vida da empresa, tanto internamente quanto perante seus públicos externos.

### **Implantação do Programa Trajetórias de Carreira**

Com a realização de seus três principais marcos – enquadramento dos colaboradores nos eixos de carreira, divulgação das competências requeridas para cada posição e avaliação do desempenho dos colaboradores com base nessas competências –, foram cumpridas em 2012 todas as metas de implantação do Programa Trajetórias de Carreira. A partir deste fato, será mais fácil para cada colaborador fazer o planejamento da sua carreira e de seu desenvolvimento pessoal de forma alinhada às necessidades da organização.

### **Aprovação do Programa de Gestão de Cargos e Remuneração**

A revisão estrutural do Programa de Gestão de Cargos e Remuneração pode ser considerada como uma etapa fundamental para assegurar a competitividade do Operador na busca e na retenção de recursos humanos de alta qualificação, e, ao mesmo tempo, promover a racionalização dos custos de pessoal. O trabalho realizado teve como base a proposta de um grupo de trabalho composto por empregados de todas as localidades e diretorias e foi aperfeiçoada por uma comissão do Conselho de Administração, tendo sido integralmente aprovada pela ANEEL.

## **2 – RESULTADOS TÉCNICOS EM 2012**

### **2.1 – Avaliação das Condições de Suprimento aos Estados**

O ONS criou e vem conduzindo Grupos de Trabalho específicos para desenvolver estudos de avaliação das condições de suprimento e propor soluções para os problemas identificados na implantação das obras necessárias para assegurar o suprimento de energia elétrica aos estados da federação dentro dos cronogramas estabelecidos nos contratos de concessão. Esses grupos contam com a participação do MME, da ANEEL, da EPE, das Secretarias Estaduais de Energia e de Meio Ambiente, do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN) e das empresas de transmissão e distribuição envolvidas.

A ampliação das discussões com a participação de todas as instituições públicas e privadas envolvidas tem permitido o melhor equacionamento dos problemas que dificultam ou mesmo impedem o cumprimento dos cronogramas dos empreendimentos. Os dez Grupos de Trabalho que contemplam os estados do Rio Grande do Sul, São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Goiás/Brasília, Bahia/Sergipe, Alagoas/Pernambuco/ Paraíba/Rio Grande do Norte, Ceará/Piauí, e Pará/Maranhão/Tocantins tiveram continuidade em 2012. Foram estabelecidas as ações e providências necessárias para acelerar a obtenção do licenciamento ambiental, principalmente a nível estadual, e a execução do cronograma de implantação das obras já definidas, com vistas a identificar os estudos requeridos para definir as medidas operativas necessárias para mitigar os efeitos de atrasos em cronogramas de obras, até que as obras estruturais sejam concluídas. A efetividade dessas ações representou avanço significativo para o equacionamento do suprimento a esses estados.

### **2.2 – Estudos Pré-operacionais do Complexo do Rio Madeira**

A energia produzida pelas usinas hidroelétricas de Santo Antônio e Jirau (com potência total de cerca de 6500 MW) será transportada por um sistema de transmissão composto por dois bipolos da corrente contínua em  $\pm 600$  kV, que cobrem uma distância de 2.375 km até São Paulo, e duas conversoras *back-to-back*, de 2 x 400 MW, instaladas em Porto Velho para o suprimento local.

O projeto incorporou novas tecnologias, tanto na geração, com a utilização de turbinas do tipo bulbo, como nas estações conversoras *back-to-back*, que empregam a tecnologia CCC (*Capacitor Commutated Converter*).

A integração ao SIN das primeiras unidades geradoras da usina de Santo Antônio ocorreu em março de 2012, através de um transformador 525/230 kV – 465 MVA e com um sistema de transmissão incompleto, ou seja, com apenas um dos três

circuitos de 230 kV planejados para o sistema Acre–Rondônia. Assim, foi necessário adotar diversas medidas operativas que permitiram explorar com segurança a energia gerada na usina de Santo Antônio, reduzindo a dependência da geração térmica local e aumentando a flexibilidade operativa.

A entrada em operação da estação conversora *back-to-back* ocorreu no segundo semestre de 2012, propiciando maior confiabilidade tanto para o sistema Acre – Rondônia como para a usina de Santo Antônio.

Os estudos referentes à conversora *back-to-back* exigiram esforço conjunto do Operador e dos Agentes envolvidos, pois o equipamento foi projetado considerando os três circuitos de 230 kV planejados para o Acre–Rondônia. A solução tecnológica encontrada foi manter em operação o transformador utilizado para a conexão das primeiras unidades da usina de Santo Antônio. A operação de um sistema de corrente contínua em paralelo com um sistema de corrente alternada representou um marco tecnológico para o Operador, pois essa operação é inédita no mundo.

O ano de 2012 registra o início de implantação do Simulador de Sistemas de Transmissão em Corrente Contínua nas instalações do ONS. Essa ferramenta simula o comportamento do sistema de potência em escala real de tempo e é constituída de vinte e três cubículos correspondentes a: um equipamento central - o RTDS - e réplicas dos módulos de controle e proteção associados aos conversores do Bipolo I, Bipolo II e conexão *back-to-back*, instalados nas SEs Araraquara e Porto Velho do sistema de transmissão do Rio Madeira. A disponibilidade dessa ferramenta permite ao Operador avaliar o desempenho de tais controladores aos mais variados eventos que possam ocorrer nas redes CA e CC simuladas em RTDS, antecipando-se às consequências desses distúrbios para o sistema real.

A próxima etapa do projeto é escoar a energia gerada nas usinas de Santo Antônio e Jirau para a região Sudeste, através sistema de transmissão composto por um bipolo de corrente contínua em  $\pm 600$  kV. Essa operação está prevista para o primeiro semestre de 2013, tendo como principal desafio a operação com um número reduzido de unidades geradoras no Complexo do Madeira e a concepção de ações complementares de controle e proteção sistêmica.

### **2.3 – A interligação Tucuruí - Macapá - Manaus**

A interligação dos sistemas isolados de Manaus e Macapá ao SIN deverá ocorrer no segundo semestre de 2013, com a entrada em operação de um sistema de transmissão em 500 kV de aproximadamente 1.400 km — partindo da subestação de Tucuruí, passando pela subestações de Xingu, Jurupari e Oriximiná, no Estado do Pará, até alcançar as subestações de Silves e Lechuga, já no Estado do Amazonas. A interligação do sistema de Manaus ao SIN será na subestação de

Lechuga, e a interligação do sistema de Macapá ao SIN será a partir da subestação de Jurupari.

Está previsto também um grande conjunto de obras nos sistemas receptores de Manaus e de Macapá, para permitir a integração do sistema de distribuição ao sistema de transmissão.

Diversos estudos foram realizados para permitir a integração dos sistemas de Manaus e Macapá ao SIN, destacando-se os estudos de energização, rejeição de carga e recomposição, análise de contingências e controle de tensão, proteções sistêmicas e ajustes e otimização de controladores.

Devido às incertezas inerentes ao desempenho de um sistema de 1.400 km de linhas de transmissão em circuito duplo, boa parte sobre a floresta amazônica e com travessia extensas de rios, foi necessário definir um Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), concomitante com um despacho de geração térmica, como forma de mitigar as consequências de eventuais perdas dessa interligação. Assim, será possível proporcionar maior segurança e confiabilidade para Manaus, dado que a cidade é uma das sedes escolhidas para a Copa do Mundo de Futebol, em 2014.

Um desafio a mais para a entrada em operação dessa interligação foi o atraso nas principais instalações planejadas para os sistemas receptores de Manaus e Macapá. O atraso implicará diversas configurações operativas ao longo do ano de 2013, sendo necessários estudos complementares, buscando-se definir medidas operativas, para mitigar os riscos de corte de carga tanto para Manaus como para Macapá, numa eventual perda da interligação, e os montantes de geração térmica que deverão permanecer em funcionamento durante essa operação provisória, com vistas a mitigar os impactos de contingências no sistema.

## **2.4 – Copa do Mundo de Futebol de 2014**

Em continuidade às atividades para adequação do sistema elétrico para a Copa do Mundo de 2014, foi aprovado no Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, em fevereiro de 2012, o Relatório Síntese das atividades das forças-tarefa, contendo o conjunto de obras consideradas estratégicas para garantir as condições de atendimento desejadas para cada cidade-sede. A partir de então, o Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico do MME passou a acompanhar de forma especial todas as obras indicadas no referido documento.

Ao longo de 2012, o DMSE realizou reuniões setorizadas nas capitais-sede, envolvendo além do ONS, EPE, empresas transmissoras, distribuidoras e setores da administração municipal e estadual. Nestas ocasiões, buscou-se o comprometimento das diversas entidades e órgãos públicos para a superação das dificuldades identificadas no processo de implantação das obras consideradas estratégicas para o evento da Copa 2014.

Desde a aprovação do Relatório Síntese, o GT-Copa 2014 realizou reuniões gerais envolvendo representantes de todas as capitais, a cada seis meses, para garantir o alinhamento geral das ações e o acompanhamento e avaliação dos cronogramas estabelecidos para cada obra.

No último trimestre de 2012, o GT-Copa 2014 iniciou sua atuação com foco na Copa das Confederações, a ser realizada em junho de 2013 nas capitais Rio de Janeiro, Brasília, Belo Horizonte, Recife, Fortaleza e Salvador. A importância da Copa das Confederações pode ser mensurada por se tratar de um grande ensaio para a Copa do Mundo de 2014.

## 2.5 – Olimpíada de 2016

A Olimpíada é considerada por muitos como o maior espetáculo da Terra, e, em 2016, será realizada no Brasil, no Rio de Janeiro. O evento envolve vários setores da economia — e representantes da gestão pública e privada —, e, devido à sua dimensão internacional, demandará um perfeito planejamento da infraestrutura e a coordenação da logística, de modo a garantir a sua realização com sucesso.

Com base em deliberação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), o MME coordena o grupo de trabalho GT-Olimpíada 2016, criado em junho de 2012 por meio da Portaria 379/2012, na qual foi constituída a força-tarefa FT Olimpíada 2016, cujo objeto é o sistema elétrico, coordenada pelo ONS. Essa força-tarefa tem como meta elaborar um Plano de Ação com as medidas necessárias para assegurar o fornecimento de energia elétrica à cidade do Rio de Janeiro durante o evento da Olimpíada 2016, de acordo com os requisitos do Comitê Olímpico Internacional para a cidade-sede. Esses requisitos consideram um conjunto de investimentos que serão revertidos para a sociedade após o evento, chamado de legado, e outro que tem caráter temporário, necessário apenas para a realização do espetáculo, chamado de *overlay*.

Além da avaliação do atendimento à região de hotéis, aeroportos, pontos turísticos e instalações para infraestrutura do evento, especial atenção deve ser dada aos quatro “*clusters* olímpicos” da cidade do Rio de Janeiro. *Cluster* é o conjunto de locais de competição (arenas) onde serão realizados os jogos, ou seja:

- *Cluster* Barra: Parque Olímpico + Rio Centro + Vila dos Atletas + Campo de Golfe + Vila de Mídia (Legado = Bairro Olímpico Carioca).
- *Cluster* Copacabana: Lagoa Rodrigo de Freitas + Estádio Copacabana + Forte + Marina da Glória + Parque do Flamengo.
- *Cluster* Deodoro: Centro Nacional de Hipismo + C. N. do Tiro + Arena de Deodoro + P. de Pentatlo Moderno + P. O. Mountain Bike + E.O. Canoagem Slalom + C.O. de BMX + C.O. Hockey.

- *Cluster* Maracanã: Estádio João Havelange + Estádio do Maracanã + Maracanãzinho + Sambódromo.

Ressalta-se que, por ter um cronograma mais extenso que os demais, a modalidade futebol tem início antes da abertura oficial da Olimpíada e terá seus jogos realizados na cidade do Rio de Janeiro, como também em Salvador, Belo Horizonte, São Paulo e Brasília.

O ONS também participa das reuniões semanais na Autoridade Pública Olímpica – APO, participando do Grupo de Trabalho Energia, onde são analisadas todas as questões operacionais para atendimento aos citados clusters. A APO é uma entidade formada pelos Governos Federal, Estadual e Municipal através da Prefeitura do Rio de Janeiro.

## **2.6 – Melhoria da Segurança Elétrica**

Os sistemas elétricos estão sujeitos, constantemente, a falhas provocadas por diversas causas. Os distúrbios nesses sistemas podem ter origem em ações da natureza (descargas atmosféricas, vendavais, chuvas, geadas, etc.) ou em ações humanas (queimadas, vandalismo, erros de projeto, erros de operação, falhas de comunicação) e falhas intrínsecas aos próprios equipamentos que os compõem. Quanto ao tipo de distúrbio, podem acontecer contingências simples ou múltiplas

Os sistemas são planejados pelo critério de confiabilidade n-1, ou seja, devem ser capazes de suportar qualquer contingência simples sem interromper o fornecimento. Entretanto, na operação em tempo real, os sistemas estão sujeitos a contingências envolvendo a perda de dois ou mais componentes. Quando o investimento adicional em confiabilidade é menor que o impacto social e/ou econômico causado por uma eventual falha múltipla no suprimento, justifica-se a adoção de um critério de confiabilidade mais restritivo. O ONS vem atuando de forma continuada no sentido de agregar segurança adicional ao desempenho do SIN, por meio de várias iniciativas.

### **2.6.1 – Instalações Estratégicas**

Um importante trabalho realizado foi a identificação de um conjunto de instalações denominado de instalações estratégicas. São as usinas, subestações e troncos de transmissão que, caso sejam desligados por problemas elétricos ou destruídas/avariadas por outros motivos, a interrupção de seus serviços pode levar à ocorrência de perda de grandes blocos de geração e até mesmo blecautes, cujo impacto social, econômico e político afeta a segurança do Estado e da sociedade.

O conhecimento das instalações estratégicas permite adotar medidas no sentido de:

- Preparar o SIN para fazer face à perda total/parcial da instalação, provocada por contingências múltiplas, bem como analisar e propor eventuais melhorias que venham a fortalecer a segurança intrínseca das instalações.
- Possibilitar às áreas de segurança conhecer o conjunto das Instalações Estratégicas, de modo a permitir a adoção de medidas preventivas e/ou corretivas, quando de possíveis ameaças, de modo a garantir a continuidade dos serviços, mesmo em situações de crise.

A partir do conhecimento das instalações estratégicas, o ONS, com a participação dos agentes envolvidos e do Cepel, empreendeu em 2012 as seguintes ações em relação a elas:

- Identificação do conjunto de subestações assistidas.
- Aprimoramento das informações sobre as condições meteorológicas ambientais (chuvas, direção e sentido de vendavais, descargas atmosféricas, temperatura do ar, pressão atmosférica) e queimadas, disponíveis nos centros de controle, no sentido de preparar o SIN para eventuais contingências múltiplas.
- Interação com a área de planejamento da expansão para a definição de reforços que minimizem as consequências de determinadas perdas múltiplas.
- Implantação de novos Sistemas Especiais de Proteção (SEPs).
- Melhoria de projeto de novos SEPs no sentido de minimizar atuações acidentais ou incorretas dos mesmos.
- Adoção de critérios mais conservadores quando forem realizados serviços de manutenção nessas instalações.
- Análise das condições das subestações no sentido de identificar possíveis alterações para que possam contribuir para sua melhoria intrínseca, minimizando as consequências dos grandes distúrbios.
- Adoção de critérios especiais para os testes dos dispositivos de *black-start* das unidades geradoras.

### **2.6.2 – Avaliação do Desempenho dos Sistemas Especiais de Proteção**

Foram definidos em 2012 critérios e procedimentos para a execução de testes funcionais nos Sistemas Especiais de Proteção (SEPs) instalados no SIN, no sentido de assegurar o seu desempenho adequado.

Com base nessas definições, foram realizados testes em vinte SEPs instalados em diversas áreas do sistema. Para cada ensaio foi gerado um relatório contendo uma

breve descrição do SEP, sua finalidade, os testes realizados, as anormalidades eventualmente encontradas, bem como as providências tomadas.

Além disso, foi elaborado um relatório anual de testes de SEPs, consolidando em um único documento todos os testes realizados. Essa prática será estendida para os demais SEPs do SIN a partir dos próximos anos, por meio de uma programação prévia dos testes de desempenho.

### **2.6.3 – Implantação do Sistema de Medição Sincronizada de Fasores**

Uma das novas tecnologias identificadas para o aumento da segurança do SIN foi a implantação de um Sistema de Medição Sincronizada de Fasores (SMSF) para a realização da análise de ocorrências de grande porte.

A medição sincronizada de fasores foi desenvolvida há alguns anos e viabilizada pela implantação da referência de tempo do Sistema Global de Posicionamento (*Global Positioning System – GPS*, em inglês). Essa tecnologia de medição permite a análise de fenômenos de longa duração e abre toda uma série de oportunidades para novas e melhores ferramentas de operação de sistemas elétricos

Os fenômenos de longa duração, tais como oscilações eletromecânicas locais ou interáreas e variações de frequência aparecem nos sistemas elétricos quando ocorrem distúrbios de grande porte, que afetam de modo generalizado o sistema. A análise desses fenômenos envolve basicamente a medição de frequência e de módulo e ângulo de fase das grandezas elétricas, por períodos de tempo que variam de segundos até alguns minutos após a ocorrência da perturbação.

Neste cenário, o ONS iniciou as ações necessárias para a implantação de um SMSF para o SIN. Essas ações correspondem basicamente à instalação de Unidades de Medição de Sincrofasores – *Phasor Measurement Units (PMUs)*, em inglês – nos equipamentos do SIN e à instalação de infraestrutura de *hardware* e *software* para aquisição e análise dos sincrofasores nas dependências do ONS.

Os estudos para implantação do SMSF no SIN tiveram início em 2005. Entre 2007 e 2008, o ONS contou com recursos oriundos do Banco Mundial – projeto ESTAL – para estudo da utilização de sincrofasores para aplicações em tempo real. A partir de 2012, o ONS iniciou o pleito de um novo financiamento junto ao Banco Mundial – projeto META – para compra de toda a infraestrutura de *hardware* e *software* para implantação do SMSF no ONS.

O financiamento de projetos via Banco Mundial é interessante para o ONS, pois utiliza uma linha de crédito a “fundo perdido”, na qual o Banco Mundial financia 80% e o governo brasileiro entra com a contrapartida de 20% do financiamento. Para efeitos práticos, não há impacto na tarifa, o que beneficia em última análise o consumidor brasileiro.

Atualmente, o ONS já faz uso de ferramentas baseadas em sincrofasores para algumas avaliações na pós-operação, por meio de um projeto piloto com a Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC. A previsão atual é que o sistema de PMUs do SIN, sob a gestão do ONS, esteja em operação até o final de 2015.

## **2.7 – Planejamento e Programação da Operação**

O planejamento da operação é atualizado em um ciclo anual, com a participação dos agentes associados. É composto pelo planejamento da operação energética, que avalia as condições de atendimento energético do SIN para o horizonte de cinco anos — de janeiro do ano em curso a dezembro do quinto ano à frente —, e pelo planejamento da operação elétrica, o qual avalia as condições operativas da rede elétrica para o horizonte de 16 meses, de janeiro do ano em curso a abril do segundo ano à frente. Seguem-se a programação semanal e diária, produzidas com a intensa participação dos agentes associados, em que os aspectos energéticos e elétricos entrelaçam-se cada vez mais, na medida em que se encurta o horizonte de análise.

### **2.7.1 – A Operação Energética**

#### **Horizonte de Médio Prazo**

O processo de planejamento da operação energética, no contexto do Ciclo Anual de Planejamento Da Operação, resulta em dois produtos básicos: o Plano da Operação Energética (PEN), cujo horizonte compreende o período de maio do ano em curso (final da estação chuvosa) a dezembro do quinto ano à frente, foi emitido pelo ONS em setembro/2012, no relatório intitulado Plano da Operação Energética 2012/2016 – PEN 2012 - Volume I - Relatório Executivo. Por sua vez, o segundo produto corresponde ao cálculo — a cada mês do ano em curso — das Funções de Custo Futuro, com a utilização do modelo de otimização de médio prazo Newave. Esse produto permite o acoplamento das estratégias de operação de médio prazo ao modelo de curto prazo Decomp, que estabelece as políticas da operação energética de cada semana do mês em curso, no Programa Mensal de Operação PMO.

Excepcionalmente no PEN 2012, as condições de atendimento ao SIN foram avaliadas para o horizonte de agosto/2012 a dezembro/2016. As análises tomaram por base a carga prevista na 2ª revisão quadrimestral e a expansão da oferta prevista de geração, tendo como referência os cronogramas de obras definidos pelo MME/CMSE/DMSE para o PMO de agosto/2012, de forma a capturar em suas análises as importantes modificações ocorridas no cronograma de oferta.

A análise das condições de atendimento à carga com base na avaliação probabilística dos riscos de déficit de energia indica a adequação ao critério de suprimento estabelecido pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), na medida em que os riscos de déficit são inferiores a 5% em todos os subsistemas no horizonte

2013-2016, apresentando valores próximos a zero no Subsistema Nordeste, em praticamente todo horizonte de estudo.

Este resultado decorre, principalmente, do crescimento da oferta de energia nova agregada pelos leilões de geração e de linhas de transmissão. No período de agosto de 2012 a dezembro de 2016, está prevista a entrada em operação de 314 novas usinas, das quais 15 hidroelétricas, 48 termoelétricas, 241 usinas eólicas e 10 pequenas centrais hidroelétricas – PCHs, além de outras 56 pequenas centrais autorizadas pela ANEEL.

Em relação à participação das diferentes fontes de energia, a matriz de energia elétrica brasileira passará nos próximos cinco anos por sensível transformação. A energia termoelétrica aumentará de 18.235 MW (16,3%) para 27.692 MW (19,0%). A energia eólica terá crescimento de 509%, passando de 1.342 MW (1,2%) para 8.176 MW (5,6%). A energia produzida a partir de biomassa terá aumento de 43%, passando de 4.250 MW (3,8%) para 6.062 MW (4,2%).

A evolução dessa matriz, com a manutenção da atual tendência de expansão da hidroeletricidade com baixa ou nenhuma regularização plurianual, faz com que as termoelétricas flexíveis ou de baixa inflexibilidade, com custos de operação moderados e com menores incertezas no suprimento de combustível – gás natural, gás natural liquefeito e carvão –, passem a ter papel fundamental na seleção dos projetos a ser ofertados nos próximos leilões de energia nova. Da mesma forma, pequenas centrais e fontes alternativas complementares no período seco, como eólicas e biomassa, embora com perfis de ofertas intermitentes, também passam a desempenhar papel complementar na segurança operativa do SIN.

Também merece destaque a análise do atendimento da demanda máxima, onde o balanço estático indica que a capacidade líquida disponível prevista no horizonte do PEN 2012 é sempre superior à demanda projetada. Entretanto, a tendência é de que seja necessário o despacho de geração térmica acima das inflexibilidades declaradas pelos agentes de geração térmica, dependendo da severidade das perdas por deplecionamento dos reservatórios e/ou das restrições internas na malha de transmissão. Soma-se a esses eventos o progressivo aumento da participação na oferta da expansão hidráulica calcada em usinas com baixa e/ou nenhuma regularização, o que reduz a disponibilidade hidráulica no horário de demanda máxima.

Análises de sensibilidade apontam que uma maior disponibilidade de geração hidroelétrica pode resultar da aplicação de políticas de segurança operativa – POCP, que elevam os níveis dos reservatórios, reduzindo as perdas por deplecionamento. Além desse recurso, a geração hidroelétrica também pode ser aumentada pela implantação de novas unidades geradoras em poços provisionados em algumas usinas hidroelétricas existentes (em torno de 5 GW, segundo inventário da ABRAGE).

As principais recomendações do PEN 2012 são listadas a seguir:

- Os resultados das avaliações energéticas indicam ser necessário desenvolver estudos de viabilidade econômica de ampliação da capacidade da interligação Norte-Sul e Sul-Sudeste/Centro-Oeste e da capacidade de exportação do Nordeste;
- Os estudos de planejamento da expansão da oferta devem passar a levar em conta as necessidades para o atendimento à demanda máxima do SIN, de forma que o dimensionamento da capacidade instalada para este atendimento seja o mais econômico possível;
- Neste sentido, o MME e a ANEEL devem avaliar a criação de mecanismos regulatórios que estimulem a instalação de potência hidráulica no SIN, seja pela motorização dos poços existentes em usinas em operação, seja pela repotenciação de usinas existentes, ou mediante a possibilidade de contratação de potência e/ou encargos de capacidade;
- Deve ser avaliada pelo MME a viabilidade da realização de leilões especiais de energia por fonte e região, em particular para os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste, visando à agregação de geração térmica, em especial na região Sul do país.

### **Horizonte de Curto Prazo**

O verão de 2012 foi caracterizado por uma fraca atuação do fenômeno climático La Niña, o que ocasionou considerável atraso no início do período úmido nas principais bacias dos subsistemas Sudeste/Centro Oeste, Nordeste e Norte. As aflúências neste período apresentaram valores elevados no mês de janeiro nos subsistemas Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte, os quais se estenderam até fevereiro no Nordeste e até março no Norte, sendo sucedidos por significativa recessão nos meses subsequentes. Com isto, as aflúências ficaram abaixo da média histórica (MLT) no período janeiro-abril nos subsistemas Sudeste/Centro Oeste, Sul e Nordeste, alcançando respectivamente 91%, 72% e 81% da MLT. No Subsistema Norte, as aflúências alcançaram 104% da MLT deste período. Esse cenário hidrológico desfavorável contribuiu para que os subsistemas Sudeste/Centro Oeste, Sul e Nordeste não conseguissem recuperar suas capacidades máximas de armazenamento ao final do mês de abril, os quais ficaram respectivamente em 76,0%, 37,0% e 78,9% da sua Energia Armazenada Máxima (EAR<sub>max</sub>). A região Norte foi o único subsistema que alcançou nível de armazenamento elevado ao final do mês de abril, atingindo 99%EAR<sub>max</sub>.

Durante o período seco, foi observada a permanência do quadro recessivo das aflúências nos subsistemas Nordeste e Norte, o que resultou em aflúências médias no período de maio a outubro de 56% e 64% da MLT nestes subsistemas, respectivamente. Em ambos os casos, este foi o terceiro pior período seco de todo o

histórico disponível (1931-2012). No subsistema Sudeste/Centro Oeste, a ocorrência de precipitação acima da média histórica nos meses de abril a junho proporcionou aflúências favoráveis durante o período seco, que alcançaram 106,5% da MLT neste período. No subsistema Sul, apesar da ocorrência de alguns picos de aflúências favoráveis no período de maio a outubro, foi predominante a situação de baixas aflúências.

Neste cenário hidroenergético desfavorável ao longo do ano, a aplicação dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo em 2012 identificou a necessidade de despacho térmico complementar no SIN a partir do mês de abril, inicialmente com utilização da geração térmica nuclear, a carvão e a gás (grupo GT1A). A partir de meados do mês de outubro, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE autorizou o despacho pleno do parque térmico (nuclear, carvão, gás e combustível líquido), visando ao atingimento dos níveis-meta estabelecidos de 42% EARmax e 33% EARmax ao final do mês de novembro, respectivamente para as regiões Sudeste/Centro Oeste e Nordeste.

Com o despacho térmico complementar e a otimização das disponibilidades hidroenergéticas do SIN, o armazenamento ao final do mês de novembro nas regiões Sudeste/Centro Oeste e Nordeste situaram-se em 31,9% EARmax e 34,1% EARmax, respectivamente, não sendo possível o atingimento do nível-meta na região Sudeste/Centro Oeste.

Adicionalmente, as previsões climáticas dos centros de meteorologia nacionais e internacionais, a partir do mês de outubro, sinalizavam que o início do período úmido 2012/2013 seria caracterizado por precipitação distribuída de forma irregular nas bacias do subsistema SE/CO, face à perspectiva de um número reduzido de configurações da Zona de Convergência do Atlântico Sul – ZCAS, e precipitação abaixo da média nas bacias do subsistema NE.

Conforme as previsões climáticas, foi observado um atraso no início do período úmido 2012/2013, o que fez com que as aflúências ficassem abaixo das médias históricas nos meses de novembro e dezembro em todos os subsistemas do SIN.

Neste contexto, o CMSE deliberou pela manutenção do despacho pleno do parque térmico (nuclear, carvão, gás e combustível líquido) no mês de dezembro, com o objetivo de preservar os estoques armazenados nos reservatórios das usinas hidroelétricas do SIN.

Apesar desta medida, as condições de armazenamento nas regiões do SIN foram agravadas, levando aos níveis de 28,9% EARmax no SE/CO, 36,5% EARmax no Sul, 31,9% EARmax no Nordeste e 41,2% EARmax no Norte, ao final do mês de dezembro.

A integração energética com os sistemas elétricos do Uruguai e da Argentina continuou sendo realizada, com a exportação de 462 GWh de energia para estes países, sempre empregando recursos de geração térmica não utilizados para atendimento aos requisitos energéticos do SIN.

## **2.7.2 – A Operação Elétrica**

### **Horizonte de Médio Prazo**

O processo de planejamento da operação elétrica dá origem a dois produtos básicos: o Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo (PEL) e as Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral (QEL).

O PEL apresenta as avaliações do desempenho elétrico do SIN para o período entre os meses de janeiro de 2013 e abril de 2014, ao passo que o QEL detalha, para cada quadrimestre do ano em curso, as medidas operativas necessárias para a operação atender aos padrões e critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede, de forma a compatibilizar as restrições elétricas e o atendimento à carga com as políticas energéticas. Tudo visando ao menor custo da operação e à máxima segurança operativa do SIN.

Os estudos do PEL 2013/2014 foram desenvolvidos para avaliar principalmente o desempenho das interligações regionais, a necessidade de geração térmica decorrente de restrições na transmissão e o atendimento às áreas elétricas do SIN. A partir dessas avaliações, destacam-se como principais resultados dos estudos as propostas de adequação do cronograma das obras programadas às necessidades do SIN, as soluções operativas — como a implantação de Sistemas Especiais de Proteção (SEP) — e a mudança de topologia da rede, além de estratégias operativas a ser utilizadas na operação eletroenergética do SIN, neste horizonte.

No PEL 2013/2014, os estudos foram voltados a identificar as ações necessárias para garantir maior confiabilidade para as cidades que participarão da Copa das Confederações: Brasília, Belo Horizonte, Rio de Janeiro, Salvador, Recife e Fortaleza. O diagnóstico considerou o sistema atual e as obras passíveis de conclusão até maio de 2013.

Foram propostas diversas ações, destacando-se a necessidade de geração térmica e a implantação/revisão dos Sistemas Especiais de Proteção, tendo como objetivo garantir segurança adicional ao SIN durante o evento da Copa das Confederações.

O estudo quadrimestral (QEL) tem como foco subsidiar a elaboração das instruções de operação utilizadas pelo ONS para o cumprimento de suas atribuições de coordenação da operação do SIN. Além disso, avaliam também o desempenho dos Sistemas Especiais de Proteção (SEP) em operação, indicando a necessidade de revisão ou desativação dos existentes e a instalação de novos. Definem a necessidade de geração térmica por restrições elétricas, bem como os limites de transmissão nas interligações regionais e para as áreas geoeletricas.

No âmbito dos estudos quadrimestrais, destaca-se a busca de alternativas para atendimento ao Distrito Federal, considerando-se o sistema de transmissão existente e sua evolução até abril 2013, quando estão previstas as obras que possibilitarão o

fechamento do anel em 138 kV entre as subestações de Samambaia e Brasília Sul. Neste contexto, foram apresentadas alternativas conjunturais para proporcionar maior segurança e confiabilidade ao sistema de suprimento à capital do país.

Quanto aos aspectos relacionados à segurança elétrica operacional, o ONS tem coordenado diversas ações em conjunto com os agentes de transmissão, geração e distribuição, de modo a diagnosticar as principais fragilidades do SIN e indicar as providências a ser tomadas com o objetivo de revitalizar as instalações existentes, adequando-as aos padrões de segurança estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

O Plano de Modernização de Instalações (PMI) indica as obras de revitalizações e as melhorias necessárias para manter adequada a prestação do serviço pelas concessionárias de transmissão, e também relaciona as intervenções de melhorias e reforços que devem ser implementados pelos geradores e distribuidores.

O PMI elaborado em 2012 contempla o período compreendido entre 2012 e 2015 e recomenda a implantação de 264 revitalizações, com algumas instalações de pequeno porte, sendo 247 para as empresas de transmissão, 16 para as empresas de distribuição e uma para empresa de geração.

## **Horizonte de Curto Prazo**

Ao longo de 2012, o ONS desenvolveu estudos e implantou medidas conjunturais que possibilitaram operar a rede elétrica em conformidade com os critérios de continuidade, confiabilidade e qualidade de suprimento estabelecido nos Procedimentos de Rede, conforme destacado a seguir.

Dentre os estudos realizados, destacam-se:

- As análises de cerca de 40.000 intervenções no Sistema Interligado Nacional – SIN, em que foi garantida a segurança sistêmica durante os períodos de realização das referidas intervenções.
- A implantação e o acompanhamento do desempenho de esquemas de religamento automático de linhas de transmissão do SIN, de forma a garantir a continuidade do serviço com aumento da confiabilidade.
- A otimização dos sistemas de controle de geradores, para assegurar o adequado amortecimento das oscilações eletromecânicas e evitar a perda de sincronismo na ocorrência de perturbações.
- A definição dos Sistemas Especiais de Proteção, de modo a garantir a segurança operativa do SIN, mesmo na ocorrência de contingências múltiplas.
- A definição de novos corredores de recomposição fluente do SIN, bem como a atualização dos existentes, de modo a acelerar a normalização do suprimento após perturbações.

Dentre os resultados obtidos, destaca-se o início dos serviços necessários na SE Samambaia 138 kV, pertencente a Furnas, para a energização da nova LT 138 kV Riacho Fundo – Samambaia, pertencente à CEB, o que contribuiu para a melhoria de suprimento as cargas do Distrito Federal.

Ao final de 2012, foram estabelecidos novos limites de exportação das regiões Sudeste e Centro-Oeste para as regiões Norte e Nordeste, objetivando evitar que a frequência do sistema Norte/Nordeste alcance valor inferior a 57.1 Hz, caso ocorra a perda das interligações Norte/Sul e Sudeste/Nordeste.

Destaca-se ainda a entrada em operação em 2012 da SE Araraquara 2, parte integrante do sistema receptor da potência a ser transmitida pelos bipolos 1 e 2 Porto Velho – Araraquara 2, o que permitirá o escoamento das usinas do Complexo Madeira para a região Sudeste.

Cabe observar que a entrada em operação da SE Araraquara 2, composta por três transformadores 500/440 kV – 3x1250 MVA, dos dois circuitos da LT 500 kV Araraquara 2 – Araraquara e dos dois circuitos da LT 440 kV Araraquara 2 – Araraquara, permitiu o acoplamento das redes de 500 kV e 440 kV em São Paulo, provendo o SIN de importante recurso adicional para equilíbrio da potência reativa nos troncos de 500 kV, 440 kV e 345 kV. Isto proporcionou alívio na geração de potência reativa pelos compensadores síncronos localizados nas Subestações de Ibiúna, Tijuco Preto, Embu Guaçu e Santo Ângelo.

Ressalta-se que esses novos empreendimentos contribuíram para a mitigação de problemas relacionados ao controle de tensão em subestações de 440 kV de São Paulo, sobretudo em situações de elevados intercâmbios para a região Sudeste.

## **2.8 – A Operação em Tempo Real**

Em 2012, além dos projetos de médio prazo já em andamento, foram priorizadas novas ações com o objetivo fundamental de ampliar a Segurança da Operação do SIN, envolvendo os recursos de Supervisão e Controle, os recursos de Apoio à Operação, os processos operacionais e as equipes envolvidas em todas as áreas dos Centros de Operação do ONS.

Em conformidade com o Plano Diretor de Supervisão e Controle do ONS, prosseguiram as atividades de desenvolvimento e implantação do projeto REGER - Rede de Gerenciamento de Energia:

- Foram concluídos os “testes de campo” no Centro Regional de Operação Sudeste (COSR-SE), no Rio de Janeiro. Já em Brasília, o REGER no Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS) e no Centro Regional de Operação Norte e Centro-Oeste (COSR-NCO) iniciou a fase de testes funcionais. No Centro Regional de Operação Sul (COSR-S), em Florianópolis, e no Centro Regional de Operação Nordeste (COSR-NE), em Recife, foram realizados os testes de hardware, rede e segurança, com sucesso.

- Foi concluída a implantação e a homologação da ROP-REGER, assim denominada a nova rede operativa de telecomunicações fundamental para os processos operacionais e a troca de dados do SIN entre os Centros de Operação do ONS e que foi projetada para atender os requisitos da Rede de Gerenciamento de Energia.
- Foi concluída a modernização dos sistemas de comunicação por voz nos Centros de Controle, com uso da tecnologia IP.
- Para assegurar a efetividade do Plano de Contingências dos Centros de Operação do ONS, funcionalidade essa fundamental para garantir a permanente supervisão e o controle da Operação do SIN em condições de emergência em qualquer uma das localidades, a arquitetura do REGER prevê a utilização de dois canais de comunicação de dados e voz nas ligações dos Centros Regionais com disponibilidade e desempenho adequados. Foram iniciadas as atividades de implantação do sistema de monitoração da disponibilidade destes canais, com grande envolvimento dos Agentes.

O Projeto do Sistema Nacional de Observabilidade e Controlabilidade – SINOCON atingiu em 2012 a marca de implantação de novas unidades de aquisição de dados em 101 instalações das 116 previstas nesta fase. Os Lotes 1, 2 e 3 estão concluídos. No Lote 4, cinco instalações foram concluídas até 2012 e outras quinze instalações estão em andamento.

Para o desenvolvimento das Equipes de Operação do ONS, em 2012:

- Iniciados os trabalhos de desenvolvimento do Programa de Treinamento Estruturado para Capacitação das Equipes de Tempo Real, que tem como objetivo o aprimoramento técnico dessas equipes para o desempenho em nível compatível com a evolução da complexidade do sistema. A primeira etapa desse projeto será concluída em 2013 com o apoio de consultoria especializada e com experiência nesse tipo de trabalho.
- Foram realizados diversos exercícios simulados de recomposição do SIN, com a participação dos Centros de Operação do ONS e de Agentes convidados, representantes nas áreas de transmissão, geração e distribuição. Neste ano, os exercícios evoluíram com melhorias implantadas para o acesso dos Agentes aos simuladores no ONS, bem como no treinamento *in company* para os agentes participantes. Realizados sistematicamente desde 2006, com o objetivo de simular um possível cenário de ocorrência na operação do SIN, esses exercícios permitem avaliar o desempenho das equipes, os processos, os procedimentos e a adequação dos recursos. Servem como instrumento de desenvolvimento dos profissionais envolvidos, que utilizam ambientes similares às salas de controle dos Centros de Operação, com todos os seus recursos de infraestrutura, simulando as condições de possíveis ocorrências no SIN.

Foram coordenadas e executadas 47.615 intervenções para manutenção e/ou testes em equipamentos e instalações elétricas do SIN, sendo realizados todos os ajustes e

reprogramações necessários para atendimento aos procedimentos operacionais vigentes e em observância aos critérios de segurança estabelecidos.

Com relação aos Procedimentos de Rede, merecem destaque:

- Revisão do Submódulo 10.14, contemplando a revisão dos Requisitos Técnicos para Operação das Instalações e visando a ampliação da segurança operativa do SIN.
- Revisão 2012 das Redes Complementar e de Supervisão, assim como a rotina RO-RD.BR.01 - "Definição da Rede a que pertencem os equipamentos de uma instalação do SIN", as quais apresentadas, em reuniões regionais, aos Agentes de Transmissão, Geração e Distribuição.
- Executadas 1628 revisões de um total de 1074 documentos normativos vigentes, atualizando-os ou inserindo melhorias.
- Emissão de pareceres técnicos, subsidiando a emissão dos pareceres de acesso de novas obras ou instalações, configurando-se um novo recorde no ano de 2012.

Para aprimorar os processos de análise e apuração da Operação, as seguintes atividades podem ser mencionadas, entre outras executadas rotineiramente:

- Consolidação do processo de apuração dos MUST, com inclusão da apuração para geradores e para períodos fora de ponta de carga.
- Implantação da versão WEB para o SAGIC, proporcionando mais facilidade e segurança para apuração de dados de geração, intercâmbio e carga.
- Revisão dos critérios e procedimentos para avaliação da comunicação verbal na operação.
- Implantação de grupos de trabalho para melhoria de processos e alinhamento dos entendimentos quanto à apuração de dados de transmissão, de geração e de uso do sistema de transmissão, utilizados para contabilizações financeiras, com importantes resultados para os Agentes.
- Desenvolvimento de aplicações com o uso do aplicativo PI, da empresa OSIsoft, para exploração dos dados da Operação do SIN, para desenvolvimento de aplicações com uso do PI – OSIsoft.

Com o resultado de 98,5% de satisfação, para uma amostragem de 100 agentes (geração, transmissão, distribuição e consumidores livres), foi realizada pesquisa de satisfação de clientes relativa aos processos e produtos dos Centros de Operação, com o objetivo de aferir pontos a serem melhorados a partir de itens ou assuntos especificamente identificados.

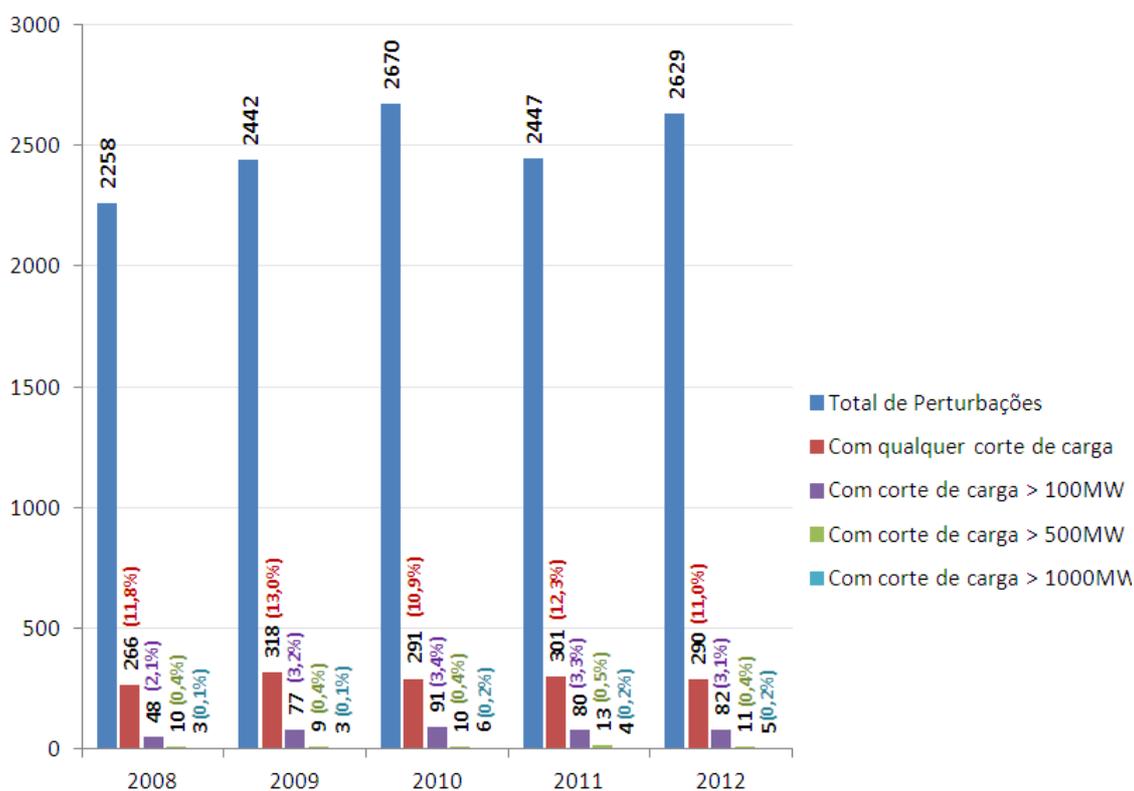
Merece destaque ainda o intenso envolvimento dos Centros Regionais de Operação de Florianópolis, Recife e Rio de Janeiro na elaboração do Plano de Mudança Predial, cuja execução ocorrerá nessas localidades em 2013, de modo a serem observados rigorosamente os critérios de máxima segurança operacional do SIN, quando for

efetivada a transferência desses Centros de Operação e de seus recursos para as novas instalações.

## 2.9 – Indicadores de Desempenho do SIN em 2012

Do total de 2.629 perturbações registradas em 2012, cabe destacar que, em apenas cinco (0,2%), os cortes de carga foram superiores a 1.000 MW. No gráfico a seguir, observa-se ter havido 11 eventos (0,4%) com corte de carga superior a 500 MW, e um total de 82 (3,1%) com corte de carga superior a 100 MW.

### Evolução do número de perturbações e de seu impacto sobre o SIN



- Os valores acima referem-se a perturbações que envolveram a Rede Básica;
- Os percentuais foram calculados com base no número total de perturbações.

O quadro a seguir apresenta o crescimento da extensão das linhas de transmissão e da capacidade de transformação da Rede Básica nesse período. A comparação dos indicadores de desempenho com o tamanho da rede mostra que há uma estabilidade nesses indicadores ao longo dos últimos anos, mesmo tendo havido um significativo crescimento do número de circuitos e equipamentos da rede de transmissão.

Rede Básica (230 kV e acima)	2008	2009	2010	2011	2012
Extensão das LTs (km)	90.316,4	95.464,9	98.648,3	103.361,7	105.929,1
Capacidade de Transformação (MVA)	225.100,8	233.875,8	242.075,5	252.766,8	274.237,8

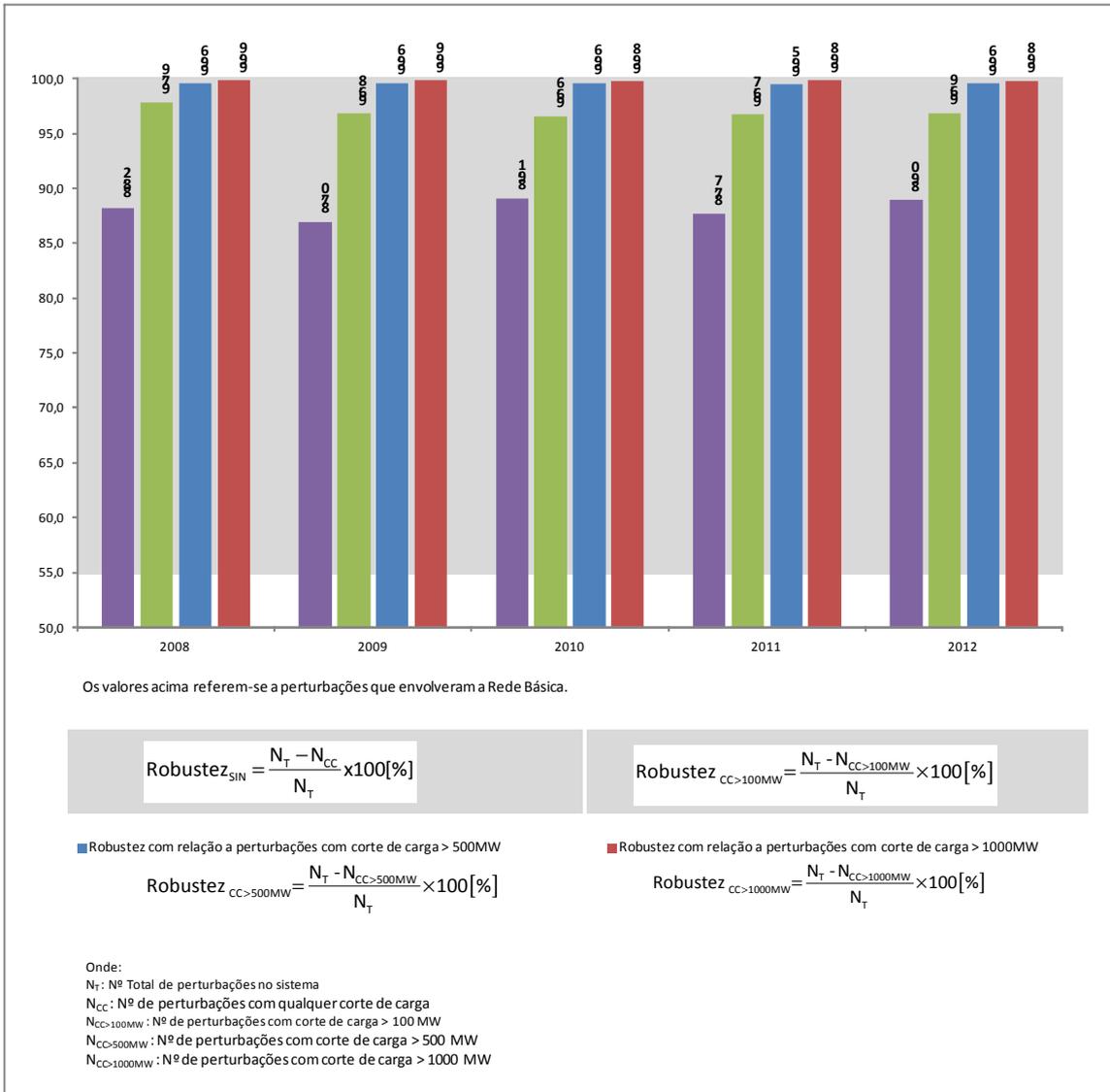
### **Indicador de Robustez do SIN**

A segurança no atendimento elétrico alcançada em 2012 pode ser traduzida pelos indicadores de desempenho do SIN. Um indicador bastante representativo é o de robustez, pois relaciona as perturbações no SIN com o suprimento às cargas. O valor desse indicador é dado pela relação entre o número de perturbações com determinado nível de corte de carga e o número total de perturbações.

Considerando-se que o total de perturbações em 2012 foi de 2.629, têm-se os seguintes valores para o índice de robustez:

- para qualquer corte de carga – a robustez foi de 89,0%;
- para cortes de carga acima de 100 MW – a robustez foi de 96,9%.
- para cortes de carga acima de 500 MW – a robustez foi de 99,6%.
- para cortes de carga acima de 1.000 MW – a robustez foi de 99,8%.

Vale ressaltar que os indicadores de robustez apurados em 2012 se mantiveram no mesmo nível dos anos anteriores, de 2008 a 2011.



## 2.10 – Gestão das Principais Perturbações Verificadas no SIN em 2012

### 2.10.1 – Perturbação com origem na SE Imperatriz

No dia 22 de setembro, às 15h49min, uma perturbação com origem em um curto-circuito monofásico no vão do Reator nº 11 conectado ao barramento de 500 kV da SE Imperatriz envolveu o desligamento automático de diversos equipamentos e linhas de transmissão das regiões Norte e Nordeste. A perturbação foi extinta pela atuação das proteções dos terminais remotos, em função da não atuação das proteções associadas ao vão do reator, tendo como consequência a perda de sincronismo dos sistemas Norte e Nordeste em relação ao restante do SIN. Nas regiões Norte e Nordeste houve queda na frequência, com consequente atuação de todos os estágios do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC destas regiões, acarretando o desligamento de 3.918 MW de carga.

### **Principais ações e medidas implantadas:**

- Reavaliação do ERAC das regiões Norte e Nordeste, considerando a viabilidade de ajustá-lo no sentido de evitar que o valor de frequência mínima correspondente ao desligamento das usinas termelétricas sejam atingidos, visando a mantê-las ligadas no sistema e, com isso, assegurar a continuidade do suprimento de um montante maior de cargas.
- Adequação do sistema de proteção diferencial da barra 1 da SE Imperatriz 500 kV e do Reator nº 11, para atendimento ao estabelecido no item 6.1.4 do Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede, relativamente à superposição das zonas de proteção.

### **2.10.2 – Perturbação com origem na SE Foz do Iguaçu**

No dia 3 de outubro, às 20h55min, a explosão seguida de incêndio do transformador de aterramento provocou um curto-circuito em um dos autotransformadores da SE Foz do Iguaçu – 60 Hz. A perturbação resultou em perda total da transformação e na consequente separação da geração em 60 Hz da usina hidrelétrica de Itaipu do Sistema Interligado Nacional – SIN. Houve atuação do ERAC nas regiões Sul / Sudeste / Centro Oeste e Acre/Rondônia, o que resultou no desligamento de 3.332 MW de carga.

### **Principais ações e medidas implantadas:**

- Substituição do relé de proteção referente ao esquema contra sobrecarga do banco de autotransformadores AT04, cujo desempenho inadequado foi o responsável pelo agravamento da perturbação.
- Recomposição da capacidade de isolamento dielétrico da área afetada, mediante a limpeza e lavagem do bay atingido pelas chamas e fuligem.

### **2.10.3 – Perturbação com origem na SE Brasília Sul**

No dia 4 de outubro, às 13h02min, um curto-circuito monofásico na linha de transmissão 138 kV Samambaia – Brasília Norte, provocado por queimada, foi eliminado pela atuação da proteção dessa linha, resultando no desligamento automático de diversos transformadores e linhas de transmissão no Distrito Federal. Houve perda total das cargas atendidas pela subestação Brasília Sul, em um montante da ordem de 900 MW.

### **Principais ações e medidas implantadas:**

- Implantação de novos procedimentos operativos de transferência das cargas de Águas Claras da SE Samambaia para a SE Brasília Sul. De forma a evitar sobrecarga no circuito 3 da LT 138 kV Brasília Sul – Brasília Norte, apenas

uma parte da carga prioritária de Águas Claras, em torno de 15 MW, será transferida para a subestação Brasília Sul.

- Adequação do SEP em Brasília Norte, que passa a atuar apenas por conta de sobrecarga em qualquer das linhas de transmissão em 138 kV Brasília Sul – Brasília Norte (circuitos 1,2 e 3) ou Samambaia – Brasília Norte
- Implantação de procedimentos operativos na rede de 138 kV da CEB, no que se refere a procedimentos e limites operativos envolvendo os circuitos 1, 2 e 3 da LT 138 kV Brasília Sul – Brasília Norte, a LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte e a subestação de Águas Claras, em 138 kV, da CEB.
- Ativação do religamento automático tripolar nas LT 138 kV Brasília Sul – Brasília Norte (circuitos 1, 2 e 3) e Samambaia – Brasília Norte.

#### **2.10.4 – Perturbação com origem na SE Samambaia**

No dia 19 de outubro, às 14h29min, o rompimento da conexão do transformador de corrente associado ao disjuntor de interligação das barras de 345 kV da subestação Samambaia provocou um desequilíbrio entre alimentação e carga nos barramentos de 345 kV, resultando no desligamento de diversos equipamentos e linhas de transmissão da SE Samambaia, o que provocou cortes de carga no montante de 300 MW.

##### **Principais ações e medidas implantadas:**

- Incorporação de parte do sistema de transmissão de 138 kV da área Brasília à Rede de Operação, visando ampliar a área de atuação do ONS no sistema elétrico de 138 kV dessa região.
- Estabelecimento dos procedimentos operativos envolvendo todas as linhas e subestações do sistema de transmissão de 138 kV da área Brasília que foram incorporadas à Rede de Operação.

#### **2.10.5 – Perturbação com origem na SE Colinas**

No dia 26 de outubro, à 00h14min (horário de Brasília), ocorreu um curto-circuito bifásico na chave seccionadora isoladora do banco de capacitores série do circuito 2 da linha de transmissão em 500 kV Imperatriz-Colinas, no terminal da SE Colinas. A contingência foi atípica, pois, de acordo com os registros oscilográficos e de medição, o curto-circuito teve duração aproximada de doze segundos, devido à indisponibilidade das proteções de todos os circuitos 2 do tronco de 500 kV da Interligação Norte – Sudeste.

##### **Consequências e recomposição do sistema**

As proteções principal e alternativa da LT 500 kV Imperatriz – Colinas C2 não atuaram, pois estavam com seus comandos de disparo inibidos devido a um

incidente despercebido durante a execução de reconfiguração remota. Como consequência, houve atuação das proteções de retaguarda remota das linhas de transmissão adjacentes ao defeito, à exceção da LT 500 kV Colinas – Miracema C2, que não atuou pela mesma razão. Para completa extinção do defeito, foi necessária a atuação das proteções de outras linhas de transmissão mais distantes da SE Colinas, como as linhas de transmissão 500 kV Gurupi-Miracema, pelo lado sul de Colinas, e as linhas da interligação Norte/Nordeste a partir da SE Imperatriz.

A demora na eliminação do curto-circuito localizado eletricamente junto ao barramento de 500 kV da SE Colinas causou significativo impacto na operação dinâmica do SIN. O sistema sofreu oscilações e posterior perda de sincronismo, o que culminou na separação das regiões Norte e Nordeste entre si e em relação às regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, as quais permaneceram operando interligadas. A separação das regiões Norte e Nordeste provocou as atuações dos respectivos Esquemas Regionais de Alívio de Carga – ERAC, para manter o equilíbrio carga x geração, com interrupção de 11.789 MW de carga.

O processo de recomposição foi iniciado imediatamente e realizado de modo gradual e coordenado. A falta de energia teve duração média de 241 minutos nos estados do Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas e Sergipe. Outros estados tiveram interrupções por períodos inferiores a 200 minutos: Pará, Tocantins, Maranhão, Piauí, Ceará, Bahia e Goiás.

#### **Principais ações e medidas implantadas:**

O Relatório de Análise da Perturbação (RAP), encaminhado ao CMSE e à ANEEL, apresenta uma relação de vinte e cinco ações, algumas já concluídas e várias em implementação, com prazos e responsabilidades de atuação de acordo com as três metas fundamentais buscadas pelo ONS:

- trabalhar preventivamente, reforçando, quando possível e viável, a segurança do sistema;
- minimizar o efeito dominó, quando o problema ocorrer; e
- reduzir o tempo de recomposição.

A chave seccionadora isoladora do Banco de Capacitores Série do terminal da SE Colinas, do circuito C2 da linha de transmissão 500 kV Imperatriz-Colinas, foi enviada para uma série de testes, realizados no Cepel e no CESI – Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano – S.p.A.

Entre as medidas já realizadas pela empresa proprietária das instalações, em decorrência da perturbação e dos resultados dos testes, destaca-se a revisão dos procedimentos de implantação de ajustes e configurações remotas e de procedimentos de manobras de equipamentos.

### **2.10.6 – Perturbação com origem na SE Itumbiara**

No dia 15/12/2012, às 17h55min, ocorreu o desligamento automático de cinco das seis unidades geradoras em operação na usina de Itumbiara, devido a interferência eletromagnética no circuito de proteção das mesmas.

Como consequência destes desligamentos, responsável pela rejeição de 1.025 MW de carga no SIN, por configuração devido ao arranjo físico de barramento, do tipo “anel modificado”, na subestação da usina de Itumbiara, foram desligadas simultaneamente a LT 500 kV Emborcação – Itumbiara, neste terminal, e o banco de autotransformadores local AT53, 500/345/13,8 kV, no lado de 500 kV.

A severidade da perturbação resultou na perda de sincronismo entre os sistemas Acre/Rondônia e Norte/Nordeste/Centro-Oeste, e deste último com o Sul/Sudeste. Como consequência, foram desligados circuitos dos troncos de 230 kV, 345 kV e 500 kV por atuação de suas proteções de distância e trip por perda de sincronismo, em função da instabilidade eletromecânica verificada, que foi mais acentuada em Minas Gerais. Além das linhas de transmissão, foram desligadas também de maneira generalizada unidades geradoras de várias usinas hidráulicas e térmicas no SIN.

#### **Principais ações e medidas implantadas:**

- FURNAS está implantando melhorias na blindagem do circuito de controle das proteções elétricas das unidades geradoras da usina de Itumbiara, o que evitará a penetração de surtos na subestação, e atuações indevidas das proteções.
- Foi constituído grupo de trabalho envolvendo especialistas do ONS, do Cepel e dos Agentes, para verificar fragilidades na engenharia de subestações do SIN consideradas estratégicas para a operação, com o objetivo de propor adequações de configuração, físicas ou de equipamentos, visando a garantir maior confiabilidade operacional a essas instalações e ao SIN.

### **2.10.7 – Definição de novos corredores de recomposição**

A recomposição fluente é um procedimento que permite a recomposição de importantes centros de carga do sistema elétrico de forma ágil, simultânea e independente, minimizando o tempo de interrupção das cargas. Este tipo de procedimento pode ser executado pelos operadores das subestações, usualmente sem a interferência dos centros de operação, com o mínimo de comunicação possível e de acordo com procedimentos previamente definidos em estudos.

O ONS, em conjunto com os Agentes, definiu e mantém atualizados corredores de recomposição fluente para o restabelecimento dos principais centros de carga do país, tendo concluído as análises referentes à região Nordeste ao longo de 2012.

A implantação dos novos recursos de autorrestabelecimento (*black-start*) nas usinas da região Nordeste viabilizou a concepção de quatro novos corredores de recomposição fluente:

- Área Luiz Gonzaga: Tem como fonte de autorrestabelecimento a usina hidrelétrica de Luiz Gonzaga, para atendimento prioritário da região metropolitana de Fortaleza. Neste corredor são também restabelecidas as cargas das áreas Sudoeste e Oeste da região Nordeste, que são recompostas a partir da usina hidrelétrica de Sobradinho. A área Oeste atende prioritariamente as cargas da região metropolitana de Teresina.
- Área Xingó: Tem como fonte de autorrestabelecimento a hidrelétrica de Xingó para atendimento prioritário das regiões metropolitanas de Recife, João Pessoa, Natal, Maceió e Aracaju.
- Área Paulo Afonso IV: Tem como fonte de autorrestabelecimento a usina hidrelétrica de Paulo Afonso IV, para atendimento prioritário da região metropolitana de Salvador.
- Área Itapebi: Tem como fonte de autorrestabelecimento a hidrelétrica de Itapebi, para atendimento prioritário das cargas do sul da Bahia.

## **2.11 – Evolução dos processos e aprimoramentos metodológicos**

Na área de metodologias e modelos energéticos, o ONS desenvolveu um método alternativo para o cálculo dos níveis-meta ao final da estação seca das regiões Nordeste e Norte, por meio de um sistema de apoio à decisão — contemplando as futuras condições do parque gerador, quando as usinas a fio d'água de grande porte da Bacia Amazônica estiverem em operação.

Foi concluído em 2012 pelo CEPEL, com o apoio do ONS, o aperfeiçoamento dos modelos computacionais de médio e curto prazos para o planejamento e programação da operação, NEWAVE e DECOMP, no sentido de representar a geração de energia em usinas a GNL, nas quais a sinalização antecede o despacho em até dois meses, pela logística de transporte do combustível.

Foi finalizada, com o apoio da COPEL, a implantação da rotina de rebaixamento dinâmico de reservatório no simulador hidráulico Hydroexpert, necessária à aplicação desta ferramenta à operação do sistema de reservatórios da bacia do rio Iguaçu. Tendo em vista a adoção do Hydroexpert no processo de elaboração do Programa Diário de Defluências – PDF, parte integrante do Programa Diário da Operação Eletroenergética – PDE, teve início neste ano a implementação da funcionalidade de validação hidráulica neste aplicativo computacional.

Na área de previsão hidrometeorológica, foi concluído pelo ONS e autorizado pela ANEEL o uso do modelo NEURO associado ao modelo CPINS, no âmbito do processo de elaboração do PMO, para a previsão de vazões no trecho incremental

entre as usinas de Três Marias e Sobradinho, no rio São Francisco. Foi concluído o estudo de aplicação do modelo SMAP para a bacia do rio Paranaíba, no trecho a montante da usina de Itumbiara, o qual foi submetido a processo de consulta pública por parte da ANEEL, em conjunto com o estudo já realizado no ano de 2011, com este mesmo modelo, para a bacia do rio Grande, nos trechos incrementais às usinas de Marimbondo e Água Vermelha.

Destaca-se também a conclusão do projeto de avaliação de novas alternativas para a previsão meteorológica, com a participação do Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos – CPTEC do INPE e da Fundação Cearense de Pesquisa e Cultura. Essa avaliação compreendeu uma nova parametrização do modelo ETA, atualmente em uso no processo de previsão de vazões para o PMO, e o novo modelo BRAMS, que dispõe de caracterização do tipo e uso do solo adaptado às condições do Brasil. O estudo trará importantes subsídios para o aprimoramento da previsão de precipitação adotada no processo de previsão de vazões por intermédio de modelos chuva-vazão para uma semana à frente.

No final do ano, como recurso adicional para o aprimoramento das previsões das condições climáticas no âmbito do SIN, foi implementado no ONS o modelo de previsão climática CAM 3.0, do centro norte-americano National Center for Atmospheric Research - NCAR. A execução deste modelo pelo ONS, por meio de processadores em cloud computing permitirá a obtenção de previsões de anomalias de precipitação nas bacias de interesse discretizadas mensalmente até três meses à frente e atualizadas periodicamente, de acordo com o interesse do planejamento da operação do SIN.

Dando continuidade à ação estratégica de implantação do Organon como ferramenta de avaliação da segurança da operação do SIN, em 2012, foram revistos modelos e adicionadas melhorias neste programa, com ênfase na construção de uma região de segurança para monitoração da operação do sistema 440 kV da área de São Paulo.

O banco de dados de modelos de componentes para simulações eletromecânicas do programa Organon foi revisado, com destaque para o elo de CC associado a Itaipu, resultando em melhoria significativa da resposta do programa, em comparação com o programa Anatem.

A incorporação da representação dos esquemas especiais de proteção no cálculo da região de segurança e a monitoração da violação dos critérios de máxima tensão de campo — e de máximo tempo de atuação dos limitadores de sobre-excitação — resultaram em ganhos significativos para a automatização da análise de limites do tronco de transmissão de Itaipu 765 kV.

A funcionalidade de monitoração da região de segurança em dispositivos portáteis com recursos de acesso à internet foi disponibilizada, provisoriamente, pelo sistema de Cadastro de Dados para Relacionamento Externo (CDRE) do ONS. Foram também realizados testes preliminares para a avaliação da viabilidade de

utilização do programa Organon no ambiente de nuvem com resultados bastante promissores.

Ao longo de 2012, tiveram continuidade as atividades programadas para implantação do Simulador RTDS (Real Time Digital Simulator) para suporte à operação do sistema de transmissão das usinas do rio Madeira. À equipe de dois engenheiros foi acrescido um novo profissional cujas responsabilidades principais foram dirigidas para a verificação de conformidade dos modelos dos controladores HVDC, assim como para apoio aos estudos que serão demandados.

Foi também realizada a recepção dos cubículos-réplica dos conversores back to back e dos controladores do bipolo fabricados pela ABB, associados ao sistema de escoamento da geração do complexo do rio Madeira. Esses equipamentos vieram acompanhados dos painéis do RTDS, sendo sua instalação realizada na sede do ONS, no Rio de Janeiro. Após o comissionamento deste conjunto de equipamentos, e com o objetivo de capacitação para seu uso, foram realizados treinamentos da equipe técnica do ONS que envolveram simulação em RTDS, treinamentos específicos voltados à operação dos equipamentos da ABB e treinamento avançado no aplicativo PSCAD (Power Systems Computer Aided Design) para análise do comportamento transitório do sistema.

Concluiu-se em 2012 a etapa do projeto de pesquisa para desenvolvimento de metodologia de previsão de carga para médio e longo prazo. Essa etapa da metodologia permite excluir os efeitos de fatores fortuitos e não econômicos, como temperaturas atípicas, perdas na rede básica e variações no número de dias e feriados, do comportamento da carga. Desta forma, a evolução da carga passa a refletir apenas os fatores econômicos, constituindo-se em importante ferramenta para a consolidação da previsão de carga.

## **2.12 – A Administração da Transmissão**

### **2.12.1 - Ampliações e Reforços**

Em 2012, foram emitidos o Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – PAR e o Plano Anual de Ampliações e Reforços de Instalações de Transmissão não Integrantes da Rede Básica – PAR/DIT, que apresentam a visão do ONS sobre as ampliações e reforços da Rede Básica e nas Demais Instalações de Transmissão - DIT, necessários para preservar o adequado desempenho da rede e garantir o funcionamento pleno do mercado de energia elétrica no período de 2013 a 2015. Nesse ciclo já estão incorporadas nos estudos do PAR as determinações estabelecidas pela Resolução Normativa nº 443, emitida pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL em 2011, relativas à distinção entre melhorias e reforços em instalações de transmissão.

De forma similar aos ciclos anteriores, os estudos que dão origem ao PAR e ao PAR-DIT são realizados no âmbito de Grupos Especiais que contam com a participação de todos os agentes e da Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Posteriormente são encaminhados ao Ministério das Minas e Energia - MME para serem compatibilizados com o Programa de Expansão da Transmissão – PET, elaborado pela EPE. Após essa compatibilização e a devida validação pelo MME, as propostas de ampliações e reforços na rede básica e nas Demais Instalações de Transmissão são consolidadas em documentos específicos encaminhados à ANEEL, para que seja iniciado o processo de outorga de concessão ou de autorização das instalações de transmissão.

Para a implantação das ampliações e reforços na rede básica previstas no PAR para o triênio 2013-2015 estima-se um investimento da ordem de R\$ 8,5 bilhões, considerando-se os custos disponibilizados pela ANEEL.

No triênio 2013-2015, as ampliações e reforços correspondem a um total aproximado em novos acréscimos de linhas de transmissão da ordem de 8.600 km e de 20.500 MVA na capacidade de transformação, discriminados no quadro a seguir. Esses valores são resultantes do acréscimo de 45 linhas e de 124 novas unidades transformadoras:

LINHAS DE TRANSMISSÃO		TRANSFORMADORES	
Tensão (kV)	Total (km)	Tensão kV (*)	Total (MVA)
765	----	765	500
500/525	6.567	500/525	7.922
440	78	440	2.033
345	----	345	2.733
230	2.041	230	7.334
Total	8.608	Total	20.522

(\*) Refere-se à tensão do lado de alta do transformador

Destaque-se que, do conjunto de obras indicadas no PAR, foram outorgados até 31/12/2012 um total de 3.100 km em 7 Linhas de Transmissão e 16.750 MVA referentes a 54 unidades transformadoras.

Dentre as principais obras propostas neste PAR para a Rede Básica, destacam-se as seguintes obras:

### **Região Sul e Mato Grosso do Sul**

LT 230 kV Candiota – Bagé 2 (RS)  
SE Lajeado 3 230/69 kV (RS)  
LT 230 kV Lajeado 2 – Lajeado 3 (RS)  
LT 230 kV Lajeado 3 – Garibaldi (RS)  
SE Vinhedos 230/69 kV (RS) - (seccionamento da LT 230 kV Monte Claro – Garibaldi)  
SE Santa Maria 3 230/138 kV (Novo pátio de 138 kV e TR 230/138 kV) (RS)  
LT 230 kV Santo Ângelo – Maçambará C2 (RS)  
SE Pinhalzinho 230/138 kV (SC)  
LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho (RS/SC)  
SE Curitiba Norte 230/138 kV (PR)  
LT 230 kV Curitiba Norte – Bateias (PR)  
SE Curitiba Norte 230/138 kV (PR)  
SE Ivinhema 230/138 kV (Novo pátio de 138 kV e TR 230/138 kV) (MS)  
SE Campo Grande 2 230/138 kV (PR)

### **Regiões Sudeste/Centro Oeste**

LT 500 kV Araraquara 2 – Itatiba (SP)  
SE Fernão Dias 500/440 kV (Nova) (SP)  
LT 500 kV Araraquara 2 – Fernão Dias (SP)  
LT 500 kV Assis – Marimbondo 2 (SP)  
SE Três Lagoas 2 440/138 kV (Nova) (SP)  
LT 500 KV Estreito – Itabirito 2 (MG)  
LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano 2 (MG)  
LT 230 kV Barro Alto – Itapaci C2 (GO)  
SE Macaé (Novo pátio de 138 kV e ATRs 345/138 kV) (RJ)  
SE Feijó 230/69 kV (AC)  
LT 230 KV Rio Branco – Feijó C1 (AC)  
SE Cruzeiro do Sul 230/69 kV (AC)  
LT 230 KV Feijó - Cruzeiro do Sul C1 (AC)  
SE Jaru (Novo pátio de 138 kV e TR 230/138 kV) (RO)

### **Regiões Norte/Nordeste**

LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco C2 (MA)  
SE Chapadinha II 230/69 kV (Nova) (MA)  
LT 230 kV Miranda II – Chapadinha II (MA)  
LT 230 kV Coelho Neto – Chapadinha II (MA)  
SE Tomé Açu 230/138 kV (Nova) (PA)  
SE Castanhal 230/138 kV (Nova) (PA)  
SE Maracanaú 230/69 kV (Nova) (CE)  
SE Gilbués II 500/230/69-13,8 kV (Novos pátios de 230 kV e 69 kV e TRs 500/230 kV e 230/69 kV) (PI)  
SE Bom Jesus II 230/69-13,8 kV (Nova) (PI):  
LT 230 kV Gilbués II – Bom Jesus II (PI)  
LT 230 kV Bom Jesus II – Eliseu Martins (PI)  
SE Barreiras II 500/230 kV (Novo pátio de 230 kV e TR 500/230 kV) (BA)  
(Seccionamento da LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Barreiras)  
SE Rio Grande II 230/138 kV (Nova) (BA)  
LT 230 kV Barreiras II – Barreiras (BA)  
LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II (BA)  
SE Currais Novos II 230/69 kV (Nova) (RN)  
LT 230 kV Lagoa Nova II – Currais Novos II CD (RN)  
SE Milagres II 500 kV (Nova) (CE)  
LT 500 kV Campina Grande III – Ceará Mirim II C2 (PB/RN)

### **Interligações Regionais**

LT 500 kV Itatiba – Bateias (SP/PR)  
LT 500 kV Rio Das Éguas – Luziânia (BA/GO)  
LT 500 kV Barreiras II – Rio Das Éguas (BA)  
LT 500 kV Luziânia – Pirapora 2 (GO/MG)  
SE Luziânia 500 kV (GO)

As seguintes obras estavam em processo de outorga na época da emissão do PAR:

SE Gilbués II 500 kV (Nova) (PI)

SE Barreiras II 500 kV (Nova) (BA)

LT 500 kV Miracema – Gilbués II C1 e C2 (TO/PI)

LT 500 kV Gilbués II – São João do Piauí (PI)

LT 500 kV São João Do Piauí – Milagres II C2 (PI/CE)

LT 500 kV Gilbués II – Barreiras II (PI/BA)

LT 500 kV Barreiras II – Bom Jesus da Lapa II (BA)

LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Ibicoara C2 (BA)

LT 500 kV Ibicoara – Sapeçu C2 (BA)

LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C3 (MA/PI)

LT 500 kV Teresina II– Sobral III C3 (PI/CE)

LT 500 kV Milagres II – Açú III (CE/RN)

SE Açú III 500/230 kV (Nova) (RN)

LT 500 kV Luiz Gonzaga – Milagres II C2 (PE/CE)

Com relação ao Plano de Ampliações e Reforços nas Demais Instalações de Transmissão – PARDIT, ciclo 2013-2015 destaca-se a seguinte proposta de obras, discriminadas nos quadros a seguir:

Novas linhas de transmissão - DITs	
Tensão (kV)	Extensão (km)
138	253
88	01
Total	254

<b>Síntese da Proposta de Obras</b>	<b>Total</b>
Construção de novas linhas de transmissão (km)	254
Recapitação/reconstrução/recondutoramento/seccionamento de linhas existentes (km)	935
Adequação de barramentos/ <i>bays</i>	41
Instalação de <i>bays</i> (*)	118
Instalação/adequação de pátio de subestação	6
Instalação de compensação reativa capacitiva (Mvar)	778
Instalação/substituição de transformadores (MVA)	148
Instalação de demais equipamentos (**)	40

(\*) Inclui *bays* das novas LT

(\*\*) Chaves seccionadoras, proteção, reatores limitadores, entre outros.

### **2.12.2 - Acesso à Rede Elétrica**

Em 2012, foram emitidos 78 Pareceres de Acesso e revisados outros 49 para conexão dos seguintes empreendimentos:

- 5 usinas hidráulicas;
- 12 usinas térmicas;
- 12 usinas eólicas;
- 3 consumidores livres;
- 45 novas conexões de distribuidoras;
- 1 interligação internacional ( Importação/Exportação).

Destaca-se ainda a elaboração em 2012 de:

- 288 Documentos de Acesso com o objetivo de possibilitar a habilitação técnica de empreendimentos para participar do Leilão A-3 de 2012, que foi posteriormente cancelado;
- 58 Documentos de Informação de Acesso em atendimento à Resolução Normativa ANEEL nº 390, de 15.12.2009;
- 13 Documentos de Avaliação do Impacto na Rede Básica e nas Demais Instalações de Transmissão - DIT em virtude da conexão de central geradora em rede de distribuição;

- 14 Documentos de Avaliação para aumento de MUST de distribuidora para atender solicitação de aumento de demanda; e de
- 20 Documentos de Avaliação sobre Estudos de Qualidade de Tensão.

### **2.12.3 – Análise de Conformidade de Projetos Básicos**

Com base no documento PAR/PET consolidado, o MME define as novas instalações de transmissão a ser licitadas ou autorizadas pela ANEEL.

Responsável pelo processo de licitação dos novos empreendimentos da transmissão, a ANEEL prepara a documentação que compõe o edital — na qual se inclui o “Anexo Técnico”, elaborado pelo ONS. Esse anexo é de grande importância, pois define todas as características e requisitos técnicos que deverão ser atendidos pelo empreendedor, com vistas a garantir o seu desempenho quando da integração ao SIN.

Em sequência, o ONS procede à verificação da conformidade do projeto básico das instalações com os requisitos estabelecidos nos anexos técnicos do edital de licitação e com os constantes dos Procedimentos de Rede. Esta análise é consubstanciada no documento “Parecer técnico de análise da conformidade das Instalações da Rede Básica como efetivamente implantadas”, documento que reveste de grande importância para a integração de novas instalações ao SIN. No ano de 2012, foram definidos os requisitos técnicos para 21 lotes de empreendimentos leiloados, e realizado um total de 71 análises de conformidade de projetos básicos de novas instalações de transmissão.

Já para os empreendimentos autorizados, o ONS elaborou nesse mesmo ano cerca de 60 documentos com as características e requisitos técnicos básicos dessas instalações.

Ao todo, em 2012 foram aprovadas as conformidades das características das instalações da rede básica como efetivamente implantadas para 68 empreendimentos de transmissão.

### **2.12.4 – Sistema de Informações Georreferenciadas de Transmissão**

A partir das necessidades apontadas nos estudos de ampliações e reforços e consolidadas pelo MME — em documento intitulado “Consolidação das Obras de Rede Básica” —, inicia-se o processo de acompanhamento das obras propostas através de um sistema composto, essencialmente, da elaboração de mapas geométricos, cadastro das novas instalações na Base de Dados Técnica - BDT e relatórios de acompanhamento de obras.

De maneira a unir as representações gráficas dos mapas geoeletricos, já consolidados no setor elétrico, às informações dinâmicas existentes nessa BDT, foi desenvolvido um aplicativo em tecnologia GIS, que disponibiliza informações do SIN em um único ambiente, via Internet, de forma fácil, rápida e interativa, facilitando a busca por informações.

Amplamente utilizado pelos agentes e instituições do setor, esse sistema apresentou em 2012 cerca de oito mil acessos aos mapas geoeletricos e aproximadamente quinze mil acessos às informações nele cadastradas.

### **2.12.5 - Contratos de Transmissão**

O processo de contratação da transmissão coordenado pelo ONS envolve a elaboração de dois contratos principais: o CPST – Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão e o CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão.

O CPST é celebrado entre a concessionária de transmissão e o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, tendo por objetivo estabelecer os termos e as condições que regularão as condições de administração e coordenação, por parte do ONS, da prestação de serviços de transmissão pela concessionária de transmissão aos usuários do SIN.

O CPST também é o instrumento de outorga por meio do qual a concessionária de transmissão autoriza o ONS a praticar todos os atos necessários e suficientes para representá-la perante os usuários nos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST e em seus mecanismos de garantia.

O CUST é celebrado entre o usuário, o ONS e as concessionárias de transmissão, representadas pelo ONS, sendo usuário todo e qualquer agente conectado ao sistema de transmissão ou que venha a fazer uso dele. O CUST, de forma geral, tem por objeto estabelecer os termos e as condições que irão regular o uso da Rede Básica pelos usuários.

Vale destacar que, no ano de 2012, foi alcançado mais um importante marco na integração dos aproveitamentos hidrelétricos de Santo Antônio e Jirau, integrantes do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira e reconhecidos por toda a sociedade como importante projeto estruturante para o país, com a celebração dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST destas usinas.

Também merece destaque a contratação do uso do sistema de transmissão de outro importante projeto estruturante do país, a UHE Belo Monte, uma vez que foi celebrado o CUST relativo à UHE Pimental — casa de força secundária da UHE Belo Monte, usina com 233,1 MW de capacidade instalada. A contratação do uso relativo à casa de força principal da UHE Belo Monte, com 11.000 MW de capacidade instalada, deverá acontecer entre 2014 e 2015.

Com relação à celebração de contratos, em 2012 foram assinados 31 novos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST, 107 novos Contratos de Uso dos

Sistemas de Transmissão – CUST, 108 novos Contratos de Conexão aos Sistemas de Transmissão – CCT e Contratos de Compartilhamento de Instalações – CCI.

Dentre esses, ressalta-se a celebração de 79 CUSTs referentes a empreendimentos de geração eólica, o que representa um importante marco no processo de inserção dessa fonte de energia renovável na matriz energética brasileira.

Neste contexto, reveste-se de grande relevância a atuação do ONS junto ao Poder Concedente, à ANEEL e aos agentes, no sentido de providenciar as adequações necessárias nos contratos de transmissão com vistas a atender o disposto na Medida Provisória nº 579, atual Lei 12.783, que prorrogou as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e exigiu estas adequações.

### **2.12.6 - Apuração Mensal de Serviços e Encargos**

A Apuração Mensal dos Serviços e Encargos de Transmissão – AMSE envolve basicamente o cálculo dos valores das receitas a ser pagas aos prestadores do serviço da Transmissão (concessionárias de transmissão e ONS) e os Encargos de Uso do Sistema de Transmissão – EUST e Setoriais a ser cobrados de cada usuário da Rede Básica e Rede de Fronteira.

O processo da AMSE considera todos os parâmetros necessários aos cálculos das receitas (Receita Anual Permitida, Parcela de Ajuste de Ciclos Anteriores, dentre outros), encargos (tarifas, demandas e gerações contratadas), bem como todas as variáveis envolvidas (Parcela Variável, devido à Indisponibilidade de Instalações; Adicionais Financeiros, devido à Ultrapassagem de Demanda; Novos Agentes; Orçamento Modulado do ONS; Receita de Novas Obras).

A AMSE finalizou o ano com 105 concessionárias de transmissão e 278 usuários, sendo 272 permanentes e seis temporários. O total de encargos cobrados e receitas pagas no ano atingiu o valor de R\$ 13,603 bilhões.

Deu-se início nesse ano ao pagamento das receitas das concessionárias de transmissão, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 454/2011, que estabeleceu os critérios e condições para entrada em operação comercial de reforços e ampliações de instalações de transmissão a ser integrados ao SIN.

### **2.12.7 - Sistema de Medição para Faturamento - SMF**

Em 2012 foram emitidos cerca de 3.500 pareceres técnicos relativos a projetos básicos e relatórios de comissionamento de instalações de medição para faturamento, o que corresponde a uma média mensal durante o ano de aproximadamente 290 documentos.

### **2.12.8 – Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e de Uso do Sistema de Distribuição por gerações - TUSDg**

Entre abril e junho de 2012, foram preparadas as infraestruturas de dados necessários à emissão das TUST e TUSDg pelas Superintendências de Regulação da Transmissão e de Regulação da Distribuição, respectivamente. Ainda em 2012, foram preparadas as infraestruturas de dados para cálculo das TUST para os ciclos 2013-2014, 2014-2015 e 2015-2016 e disponibilizadas na página do ONS na Internet, para uso pelos agentes em suas prospecções de custos de novos projetos.

Durante o ano de 2012, foram feitos 3.748 acessos pelos diversos agentes e empreendedores a essas infraestruturas de informações.

### **2.12.9 – Livro da Transmissão**

Para celebrar a importante marca dos 100.000 km de linhas de transmissão da Rede Básica no Brasil, foi publicado em maio de 2012, pela Editora da Fundação Getúlio Vargas, o livro “A Gestão do Sistema de Transmissão do Brasil”. Esta publicação consolida, em um único documento, toda a experiência acumulada no segmento transmissão, desde a reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, realizada em 1998.

A obra apresenta todos os temas e processos relacionados ao sistema de transmissão e tem por objetivo servir de referencial para todos os que, direta ou indiretamente, participam desse segmento, incluindo os técnicos dos agentes e das instituições setoriais e os diversos profissionais que atuam nas universidades, nos laboratórios e centros de pesquisa.

O livro da Transmissão foi organizado pelo ONS e contou com a colaboração e o apoio da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e da Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústria de Base, Abdib, e da Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica, Abrate.

### **3 – RESULTADOS DA GESTÃO EM 2012**

#### **3.1 – Relacionamento Institucional do ONS**

Em 2012, o ONS deu continuidade ao relacionamento institucional com a sociedade, concentrando seu foco no esclarecimento das questões mais relevantes relacionadas à operação do SIN.

Cabe destacar o intenso relacionamento e articulação com o Ministério de Minas e Energia e com a Agência Nacional de Energia Elétrica no âmbito do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, o que permitiu viabilizar soluções que buscavam assegurar a segurança do suprimento de eletricidade, ao menor custo.

As associações setoriais também foram foco das ações de relacionamento do ONS. Foram realizadas palestras pela direção do Operador em diversas associações setoriais – COGEN, ABRACEEL, Conselho de Infraestrutura da CNI e FIESP – para apresentar os resultados dos estudos desenvolvidos, bem como para discutir outros assuntos de mútuo interesse. Um dos principais fóruns para o relacionamento com as associações foi o 9º Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico, importante evento do setor elétrico em que o ONS esteve presente.

O ONS participou em 2012 de outros eventos que permitiram reforçar o relacionamento com segmentos específicos do público externo:

- 2º ENERGEN Latin American;
- Wind Forum Brasil 2012;
- II Encontro Internacional de Inovação Tecnológica Sustentável;
- 6º ENOP - Encontro Nacional de Operadores de Sistemas Elétricos;
- 1ª Exposição e Forum Internacional sobre Centro de Operação e Controle das Empresas de Energia Elétrica;
- 25º Encontro de Negócios da Duke Energy International;
- 2nd. Hydro Power Summit Latin America;
- 1º Curso sobre o Setor Elétrico para a Magistratura;
- Panorama da Energia Elétrica no Rio Grande do Sul;
- Sustainable Energy for all Latin America and the Caribbean da Conferência Rio+20;
- Curso de Regulação e Negócios no Setor de Energia Elétrica;
- Seminário Internacional de Integração Elétrica na América do Sul GESEL/UFRJ;
- XIII Forum Nacional de Energia e Meio Ambiente no Brasil – Senado Federal;

- VIII Conferência de Centrais Hidrelétricas;
- Large Disturbances Workshop na Cigré 2012 Session;
- Brazil Wind Power 2012;
- Energy Summit 2012;
- Camara Oficial Española de Comercio em Brasil;
- American Chamber of Commerce – Brazil;
- XIV Congresso Brasileiro de Energia;
- XII EDAO – Encontro de Assuntos da Operação;
- Seminário Cresce Brasil – Federação Nacional dos Eletricitários;
- WIND LATAM Brasil;
- Comercialização de Energia Eólica no Mercado Livre – CCEE.

Teve continuidade em 2012 o detalhamento dos procedimentos internos e implantação do Plano de Gestão da Comunicação em Situações de Crise, que tem como objetivo aprimorar a comunicação do Operador com os seus públicos de interesse em momentos críticos, visando a preservar sua imagem e sua reputação. O Plano estabelece políticas e procedimentos a serem seguidos na ocorrência de interrupções temporárias do suprimento de energia elétrica ao mercado consumidor e foi construído após um trabalho de *benchmarking* realizado com empresas nacionais de grande porte e com os Operadores de Sistemas participantes do GO 15.

Com o objetivo de manter a sociedade informada sobre as condições de suprimento de energia e sobre os resultados da operação do SIN, o ONS manteve o relacionamento com a mídia, tanto por meio de entrevistas de seu Diretor Geral, quanto com os esclarecimentos prestados pela equipe de comunicação. O percentual de exposição favorável do ONS na mídia impressa em 2011 foi de 86,3%.

O *website* do ONS recebeu em média 2.443 visitas externas por dia durante o ano, comprovando sua importância como instrumento de divulgação das atividades técnicas do Operador e de relacionamento com os internautas. A seção Fale Conosco do site recebeu em média 127 mensagens de visitantes por mês.

As atividades do ONS na operação centralizada do SIN despertaram o interesse de outros segmentos do público externo, especialmente de estudantes, técnicos do setor e técnicos estrangeiros, atendidos pelo Programa de Visitação Institucional. Diversas delega es estrangeiras foram recebidas no Escritório Central. No Centro Nacional de Opera o do Sistema, em Brasília, foram realizadas 20 visitas, com 355 visitantes. No Centro Regional de Opera o Sudeste, no Rio de Janeiro, houve 29 visitas técnicas, totalizando 302 visitantes. Em Florianópolis, houve oito visitas técnicas no ano e no Recife, três.

Houve crescimento da integração e da cooperação na realização de atividades, estudos e projetos conjuntos com a CCEE e com a EPE, conforme estabelecido nos Acordos Operacionais existentes, contribuindo para o aumento da eficiência do setor elétrico brasileiro.

### **3.2 – Relacionamento com Agentes e Integração de Novas Instalações ao SIN**

Em 2012, o total de Agentes Associados ao ONS alcançou 321 associados (número 14% superior ao ano anterior, de 282 agentes), demonstrando a crescente responsabilidade do Operador como gestor da rede de instituições e instalações envolvidas na operação do SIN e o aumento da complexidade dos processos conduzidos nessa atividade. Para nivelar estes Agentes Associados acerca das atividades desenvolvidas, o ONS realizou em 2012 quatro Encontros Técnicos ONS/Agentes, sendo dois em Recife (30 de maio e 5 de dezembro) e dois em Florianópolis (19 de julho e 11 de dezembro). Além disso, em Florianópolis, em outubro de 2012, foi realizada uma reunião com agentes de geração eólica e hidrelétrica, tendo em vista a expectativa da entrada em operação de suas usinas até o final de 2014.

Foram emitidos, nesse ano, 881 Termos de Liberação para entrada em operação de instalações de transmissão, e 402 Declarações de Atendimento aos Requisitos dos Procedimentos de Rede para instalações de geração. Foi também realizada a classificação da Modalidade de Operação de 156 usinas, sendo 38 classificadas como Tipo I, 3 como Tipo II-A, 1 como Tipo II-B e 114 como Tipo III.

Em 2012, o processo de captação foi reformulado, visando uma maior eficiência na aproximação com os Agentes cujas obras estejam compreendidas no horizonte de até 36 meses à frente. As ações desenvolvidas envolveram tanto os núcleos e centros regionais, quanto as áreas técnicas do ONS e contaram com a participação de novos Agentes, que estavam se integrando ao setor elétrico, e também de Agentes já participantes do setor, que estavam integrando novas instalações ao SIN.

Em 2013, já estão previstas, para abril e maio, as primeiras reuniões de captação para os vencedores dos leilões realizados pela ANEEL em dezembro de 2012.

### **3.3 – Relacionamento Estratégico Internacional do ONS**

#### **3.3.1 – GO 15 – Sustainable and Reliable Power Grids**

Em 2012, a associação que congrega os principais Operadores de Sistemas Elétricos do mundo alterou sua denominação de Very Large Power Grids Operators para GO 15 – Sustainable and Reliable Power Grids, refletindo a preocupação de seus integrantes

em explicitar seu objetivo de contribuir para o aumento da confiabilidade e sustentabilidade de seus sistemas elétricos.

No período 2011/12, a presidência foi exercida pelo Presidente da Réseau de Transport de Electricité, da França. No período 2012/13, tomou posse o CEO da PJM Interconnection, dos Estados Unidos. Para o período 2013/14, já foi indicado para a presidência do GO 15 o Diretor Geral do ONS.

O ONS manteve sua participação neste grupo, por considerá-lo um fórum relevante para o tratamento de assuntos de interesse para a operação do sistema elétrico brasileiro. Participou diretamente dos trabalhos desenvolvidos a respeito dos temas que foram considerados prioritários, tendo assumido a coordenação em alguns desses assuntos:

- Integração de fontes renováveis;
- Sistemas de corrente contínua em extra-alta tensão (800 kV);
- Segurança *versus* custo na avaliação da confiabilidade;
- Melhores práticas para a recomposição de sistemas de grande porte;
- Superação de níveis de curto circuito em equipamentos e instalações;
- Especificação e avaliação da aplicação de Phasor Measurement Units (PMU); e
- Comunicação.

Considerando a evolução prevista na composição da oferta e da demanda de energia elétrica no mundo, o ONS acompanha ainda assuntos que terão certamente rebatimentos importantes para a operação do SIN no futuro, como:

- Desenvolvimento e penetração dos veículos elétricos;
- Sistemas de armazenamento de energia;
- Evolução do conceito e da aplicação do SmartGrid; e
- Novos modelos para a previsão de carga.

### **3.3.2 - Comissão de Integração Elétrica Regional - CIER**

O ONS vem participando dos principais eventos patrocinados pela CIER. Nesse contexto, destaca-se a 47ª Reunião de Altos Executivos da CIER, realizada na República Dominicana, quando o ONS participou como palestrante e coordenador de mesas de trabalho.

Além disso, como representante brasileiro no Grupo de Trabalho de Operadores e Administradores de Mercado, o ONS vem participando ativamente do Subgrupo de Operação, composto pelos principais Entes Operadores da América Latina. Destaca-se ainda a participação no desenvolvimento de importantes projetos, tal como a concepção do Projeto SIGER/Atlas, que tem por objetivo desenvolver um sistema

gestor de dados para integração energética regional e um atlas geográfico regional georreferenciado, e o Projeto de Refereciamento de Operadores da América Latina, com a finalidade de conhecer as melhores práticas e, com isso, buscar a melhoria contínua de processos.

O Diretor Geral do ONS, na função cumulativa de Presidente da CIER, vem buscando reforçar as alianças com vistas à promoção da integração elétrica regional, em especial no âmbito dos países do MERCOSUL, destacando-se a ampliação da interligação do Brasil com o Uruguai, processo esse conduzido pelo MME.

### **3.4 – A Mudança para Novas Instalações**

O ONS deu início em 2009 ao processo de mudança de suas instalações no Rio de Janeiro, no Recife e em Florianópolis. Após uma análise da estrutura disponível nos prédios atuais e realizados estudos considerando projeções sobre o seu futuro e estimativas de crescimento para o horizonte de 2020, foi elaborado um plano de necessidades da organização, em que se levou em conta os valores de mercado.

Os locais das novas instalações foram escolhidos: o bairro da Cidade Nova, no Rio de Janeiro, o bairro de Santo Amaro, no Recife, e o complexo Office Park, em Florianópolis. Os prédios estão em fase avançada de construção segundo contratos de locação que o ONS assinou com seus proprietários-empresendedores.

Os contratos de locação envolvem peculiaridades técnicas, jurídicas e negociais. Existe em anexo um Memorial Descritivo em que estão estabelecidos os detalhes do fornecimento básico, adequados às necessidades do Operador. Complementando o fornecimento básico, o ONS necessita para seu funcionamento que vários outros requisitos sejam atendidos, denominados itens de enxoval.

No Recife e em Florianópolis já estão finalizadas as instalações prediais, civis e arquitetônicas, e as infraestruturas eletromecânicas, elétrica, hidráulica e de ar condicionado redundantes, proteções contra incêndio e sistemas de segurança e de automação. Resta complementar as instalações internas, os itens de enxoval, a cargo do ONS: ambientes de escritório e salas de reunião, auditório, ambiente da sala de operações, datacenter e salas de telecomunicações.

No Rio de Janeiro, as instalações prediais e as infraestruturas eletromecânicas estão 80% concluídas e o prédio já dispõe de habite-se. Foram iniciadas as obras complementares a cargo do ONS.

#### **Características funcionais dos empreendimentos**

Os prédios foram concebidos observando a horizontalidade dos espaços de escritórios, privilegiando a integração das equipes, com o apoio de infraestrutura e acabamentos buscando um viés de identidade visual, direcionada à eficiência energética e sustentabilidade, aliadas ao conforto dos usuários.

Uma vez que em todas as localidades as instalações incluirão ambientes de escritório e ambientes operativos, as novas instalações terão funcionalidades comuns e dimensões diversas, em função do número de empregados em cada localidade.

O Plano de Ocupação privilegia a continuidade do funcionamento das atividades finalísticas do ONS e, por conta disso, a infraestrutura predial foi projetada dentro do critério de dualidade e confiabilidade da norma internacional Uptime, no nível TIER III, seguindo práticas adotadas internacionalmente em instalações de operadores de sistemas.

Em dezembro de 2012 estava sendo desenvolvido o plano de comunicação interna visando orientar os usuários sobre os procedimentos para as mudanças e para adaptação aos novos ambientes.

Para as mudanças foram contratadas empresas especialistas em logística, principalmente de transferência de ativos de TI, minimizando riscos de danos e de atrasos.

A ocupação do prédio em Florianópolis deverá ocorrer no primeiro semestre de 2013 e, no Rio de Janeiro e no Recife, logo em seguida.

### **3.5 – Plano de Ação 2010-2013**

O ONS anualmente elabora seu Plano de Ação para os três próximos ciclos orçamentários, com a finalidade de assegurar as condições técnicas e corporativas apropriadas para cumprimento de suas atribuições na coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do SIN, sob a fiscalização e regulação da ANEEL.

O Plano de Ação é estruturado em conformidade com as orientações estratégicas, bem como os programas e projetos correlatos, considerando os seguintes aspectos:

- Os objetivos estratégicos e seus respectivos desafios e ações prioritárias;
- Os dispêndios relativos aos programas e respectivos projetos a serem desenvolvidos no período, dando continuidade ao aperfeiçoamento e à atualização constante do Operador em termos tecnológicos, corporativos de seus processos e procedimentos técnicos;
- As diretrizes para elaboração dos programas de trabalho de cada uma das áreas do Operador.

Os objetivos estratégicos aprovados pela Diretoria para o ciclo são:

- I. Dispor dos recursos para a gestão da segurança eletroenergética do SIN.
- II. Aumentar a capacidade para prevenção e gestão de situações de crise.
- III. Aperfeiçoar a atuação como gestor das redes de agentes e de suas instalações.

- IV. Aprimorar a capacidade de gestão para o pleno exercício das funções finalísticas.
- V. Obter o reconhecimento pelos resultados e benefícios alcançados.

Para o alcance dos objetivos estratégicos, o Plano de Ação atual contempla uma carteira de 45 projetos, agrupados em nove programas.

Dentre os resultados alcançados durante o ano de 2012, devem ser destacados os seguintes projetos:

- Continuidade da execução do Projeto Novas Instalações do ONS em Florianópolis, Recife e Rio de Janeiro.
- Consecução do Projeto REGER, cujo objetivo principal é a disponibilização do sistema de gerenciamento de energia para instalação nos Centros de Operação do Sistema do ONS.
- Desenvolvimento do Projeto Básico do Sistema de Transmissão do Madeira.
- Programa Trajetórias de Carreira.

### **3.6 – Gestão de Riscos e Gestão dos Procedimentos de Rede**

A gestão de riscos e a gestão dos Procedimentos de Rede envolvem atividades cujo objetivo é aperfeiçoar continuamente os processos realizados pelo ONS, de modo a torná-los mais seguros e eficientes, preservando os requisitos de transparência e equidade.

Com relação à gestão dos Procedimentos de Rede, em 2012 foi concluído o processo de revisão e encaminhamento das novas versões de 143 submódulos, revisados ao longo de 2011 e 2012, com a participação dos Agentes e Associações. Essas novas versões serão objeto de audiência pública a ser realizada pela ANEEL em 2013 para sua posterior entrada em vigor.

No que se refere à Gestão de Riscos, a partir das orientações do Planejamento Estratégico do ONS, foram realizadas em 2012 análises visando à introdução de melhorias e redução de vulnerabilidades em diversos processos finalísticos e corporativos. Nesse sentido, cabe destaque a análise dos seguintes processos e de seus respectivos mecanismos de controle: Previsão de Vazões, Apuração Mensal de Serviços e Encargos, Gestão dos Contratos de Transmissão, Cálculo da contribuição dos associados, Recrutamento e Seleção de Pessoal e Gestão de Suprimentos.

Foi dada continuidade à Auditoria Externa dos dados de entrada do PMO e suas revisões, sendo que essa auditoria passou a contemplar também os dados relativos à previsão de vazões conforme determinação da ANEEL. Também foi dada continuidade à Auditoria Externa dos dados apurados pelo CNOS utilizados pela CCEE e pelos processos de planejamento eletroenergético, tendo sido emitidos pela empresa auditora os Relatórios de Asseguração relativos a todos os meses do período analisado, evidenciando a adequação dos processos realizados. A empresa de

auditoria também indicou oportunidades de melhoria que já foram ou estão sendo implementadas pelo ONS, visando a assegurar um aprimoramento contínuo dos processos realizados.

Com base nos resultados obtidos a partir da análise interna das oportunidades de melhoria e dos controles existentes em seus processos, o ONS vem efetuando o monitoramento regular e sistemático de seu grau de exposição, possibilitando uma atuação preventiva mais efetiva.

### **3.7 – Gestão de Pessoas**

Ao longo de 2012, a estratégia de gestão de pessoas definida pela Diretoria do ONS teve como foco prioritário ações voltadas ao desenvolvimento e à retenção de seus empregados — visando à preservação de competências específicas relacionadas às atividades finalísticas e à sustentabilidade do Operador. O foco estabelecido representou significativo desafio, em vista do elevado nível de competição no mercado pela contratação de profissionais qualificados, principalmente com formação de Engenharia Elétrica. O ONS encerrou o ano de 2012 com o quadro de pessoal próprio composto por 745 empregados.

De janeiro a dezembro de 2012, ocorreram 34 desligamentos de empregados, sendo 23 voluntariamente, por conta da atratividade do mercado. Desse total, 65,2 % ocorreram no Rio de Janeiro, 13 % em Brasília, 17,4 % em Florianópolis e 4,4 % no Recife. A principal razão para essas movimentações é um cenário de mercado aquecido no setor elétrico, com grandes empresas que estão se estabelecendo no país, além dos concursos públicos.

Para o ONS, esse fato reflete a necessidade de acelerar a movimentação na carreira de profissionais juniores e plenos, tema que vem merecendo atenção especial por parte da Diretoria, por meio de programas de desenvolvimento e reconhecimento, bem como pela ênfase na manutenção da competitividade da remuneração dos profissionais do Operador com relação ao mercado.

Com o propósito de contribuir para a inclusão social e de alinhar a atuação do ONS com a legislação (lei nº 8.213/91), em cumprimento à reserva de vagas para pessoas com deficiência, o Operador vem empenhando-se em divulgar, recrutar, selecionar e admitir novos profissionais PCDs em seu quadro — tendo admitido três novos profissionais PCD ao longo do ano.

A implementação das estratégias de gestão de pessoas definidas pela Diretoria em 2012 — para captação, desenvolvimento e retenção dos seus profissionais — está materializada nas ações a seguir relacionadas:

## **REVISÃO DOS VALORES ORGANIZACIONAIS**

Visando ao fortalecimento da identidade organizacional do ONS, foi desenvolvido o Plano de Alinhamento de Valores Organizacionais do ONS, que contemplou a revisão dos valores concebidos por ocasião da constituição do Operador. A partir de uma metodologia que proporcionou a participação de todos os colaboradores, foram estabelecidos, de forma compartilhada, oito valores que deverão orientar o comportamento organizacional: Comprometimento, Confiança, Equidade, Excelência, Integração, Reconhecimento, Respeito e Transparência. Para assegurar a prática dos valores no cotidiano da organização, esses novos valores foram inseridos nos processos de captação, desenvolvimento e avaliação de recursos humanos, assim como nos programas de reconhecimento.

## **TRAJETÓRIAS DE CARREIRA**

Dado o propósito de aperfeiçoar as ferramentas de gestão e em atendimento à expectativa dos colaboradores identificada nas Pesquisas de Clima Organizacional, foi efetivada em 2012 a implementação do Programa Trajetórias de Carreira, caracterizada por três grandes marcos: enquadramento dos colaboradores nos eixos de carreira (Gestão, Suporte ao Negócio, Relações Institucionais, Desenvolvimento Tecnológico, Planejamento e Operação – Técnico e Superior), divulgação das competências requeridas para o desempenho em cada posição e realização das avaliações por competências no ciclo de gestão do desempenho, em dezembro.

Com a finalidade de orientar os gestores na condução cotidiana do tema Carreira junto às suas equipes, de forma prática, foram realizadas cinco turmas de capacitação gerencial, no Rio de Janeiro e em Brasília, contemplando 64 gestores de todas as localidades.

## **PLANO DE GESTÃO DE CARGOS E REMUNERAÇÃO - PGCR**

Em 2012, iniciou-se a revisão estrutural do PGCR, sob coordenação do Conselho de Administração, tendo sido constituído internamente à organização um Grupo de Trabalho com a participação de empregados de todas as localidades e diretorias. A proposta de reestruturação do PGCR contemplou os seguintes tópicos: separação das rubricas de Desvio de Mercado e concessão do Mérito (movimentação horizontal e vertical); revisão da Estrutura de Encarreamento dos cargos de Especialista e Profissionais Seniores e Plenos; reavaliações dos cargos e adequação do Programa de Performance Organizacional. A proposta do PGCR estrutural encaminhada à ANEEL foi aprovada em sua totalidade, devendo as etapas restantes ser concluídas ao longo de 2013.

## **GESTÃO DO CONHECIMENTO**

Especial atenção vem sendo dada a esse tema, cujo objetivo é fortalecer iniciativas promotoras de uma cultura organizacional que valorize a disseminação, captação e retenção do conhecimento — principal ativo do ONS.

Dentre estas ações, destacam-se:

a) Programa de Mentoria

Foi realizado o segundo ciclo do Programa de Mentoria, do qual participaram 13 duplas de profissionais, com ênfase nas áreas técnicas finalísticas e de gestão. A meta do programa é disseminar as competências (conhecimentos, habilidades e atitudes aplicados ao contexto ONS) dos profissionais mais experientes aos jovens profissionais, além de criar redes de aprendizagem na organização, a partir da formação de mentores com plenas condições de orientar outros profissionais em suas carreiras. Com isto se contribui para a formação de uma nova geração de profissionais alinhados aos valores da organização.

b) Programa de Sucessão Técnica

O Programa foi implantado a partir de um piloto realizado com a participação de sete especialistas detentores de conhecimentos críticos para a organização. Adotando uma metodologia que inclui o desenvolvimento de Planos de Ação para a gestão de tais conhecimentos, o programa visa à preparação e capacitação de novos profissionais, bem como à socialização e disseminação dos conhecimentos ora concentrados em poucas pessoas. O objetivo é planejar a transferência do conhecimento, de modo a minimizar o impacto da saída de profissionais altamente qualificados em conhecimentos específicos do ONS.

c) Programa Compartilhar

Tem como objetivo promover a disseminação do conhecimento de temas relacionados ao negócio do ONS por meio de palestras, ampliando assim o acervo de informação técnica e gerencial. Essas palestras são registradas e passam a fazer parte do acervo da Biblioteca. Deste modo, o programa contribui para a integração e o compartilhamento das informações, experiências e conhecimento.

### **PROGRAMA CONSTRUIR – O programa de trainee e de estágio do ONS.**

O programa tem como propósito identificar e atrair jovens profissionais, assim como manter um banco de potenciais talentos que poderão ocupar posições na organização e no setor. No ciclo de 2012, foram admitidos 25 trainees, dentre os quais 20 eram de nível superior e cinco de nível técnico. O processo seletivo de Trainees envolveu a participação de 1.527 candidatos.

Por possuir rigoroso processo de recrutamento e seleção e alinhar-se aos valores e competências organizacionais, o Programa Construir vem tornando-se uma grande fonte de captação de profissionais Juniores para o quadro do Operador. Isto pode ser identificado em cinco recentes contratações de trainees, ainda do ciclo de 2012 (em andamento).

Em 2012 foram admitidos 27 estagiários, distribuídos principalmente nas áreas finalísticas.

## **PROGRAMAS DE CAPACITAÇÃO**

As ações de capacitação estão estruturadas em programas específicos, distribuídos em Ações Corporativas e Ações Individuais, conforme detalhado a seguir:

- **AÇÕES CORPORATIVAS:**

### **Programa Mais Valor**

O Mais Valor é o programa de desenvolvimento interno voltado à promoção de cursos de capacitação aos empregados do ONS ministrados por seus próprios profissionais, a custo praticamente nulo. Aborda temas de interesse da organização, alinhados ao seu Planejamento Estratégico. Em 2012 foram realizados cinco cursos: Gerenciamento de Projetos (duas turmas), HVDC – Módulo I (duas turmas); Dinâmica e Segurança de Sistema de Potência (uma turma); Modelos de Otimização Aplicados ao Planejamento da Operação do SIN (uma turma); e Subestações e Equipamento Elétricos de Alta e Extra Alta Tensão (uma turma). Os cursos foram ministrados no Escritório Central, Recife e Florianópolis.

### **CAISE – Capacitação em Aspectos Institucionais do Setor Elétrico**

Fruto de amplo estudo, que levou em conta os objetivos estratégicos da organização e os de capacitação dos futuros participantes, o CAISE passou por reformulação estrutural e qualitativa em 2011, quando seu conteúdo foi distribuído em quatro módulos: Competências Organizacionais, Fundamentos do Setor Elétrico, Aspectos Institucionais e Alinhamento Estratégico, e o Trabalho de Conclusão de Curso.

O programa em 2012 direcionou-se ao grupo de profissionais especialistas, seniores e plenos, sendo reconhecido pelo MEC como Curso de Longa Duração - MBA (360h – 396h). Contou com a participação de 30 alunos indicados por suas respectivas Diretorias.

### **Programa de Certificação e Desenvolvimento de Operadores - Desenvolvimento da Operação**

No ano de 2012, o Programa de Certificação e Desenvolvimento da Operação passou por um processo de revisão, aprimoramento e alinhamento ao Programa de Trajetória de Carreira, Competências e aos Valores Organizacionais, em busca do crescimento e da sustentabilidade organizacional. Neste contexto, foram implementados diversos aprimoramentos e melhorias, destacando-se a Revisão do Perfil do Operador, alinhado aos Valores Organizacionais e às competências do Eixo de Carreira Técnica - Planejamento e Operação, a Revisão das Ferramentas e Técnicas de Avaliação Comportamental e de Perfil / Potencial e a inclusão dos Comitês de Avaliação com a participação dos gerentes e engenheiros de tempo real.

Em 2012, o Programa de Certificação ampliou sua abrangência e se transformou em Programa de Desenvolvimento da Operação, envolvendo também os Engenheiros de Tempo Real. Todos os profissionais diretamente atuantes nas atividades da sala de operação, abrangendo um total de 108 operadores e 22 engenheiros, participaram de um programa de desenvolvimento estruturado a partir de dois principais insumos, que são: o Cultivo dos Valores e Competências Organizacionais do Eixo de Trajetória de Carreira e os resultados e análises do "Relatório de Estudo de Aderência ao Perfil e Mapeamento de Potencial", elaborado pelo Instituto Pieron para Certificação dos Operadores.

Ressalta-se que o Programa de Desenvolvimento da Operação vem ao encontro de um propósito geral, que atende aos requisitos previstos no Procedimento de Rede (Submódulo 10.1 – Manual de Procedimentos da Operação: Conceituação Geral), aprovado pela ANEEL, que habilita os Operadores a exercer suas funções na sala de controle.

### **Programa de Integração de Novos Empregados**

O Programa abrange empregados oriundos tanto de recrutamento externo quanto interno. Em 2012, foram realizadas duas turmas do Programa de Integração de Novos Empregados com a Diretoria, e quatro turmas da Integração Corporativa, perfazendo um total de 47 novos empregados devidamente ambientados na empresa.

### **GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico (UFRJ)**

O ONS estabeleceu, no ano de 2010, uma bem-sucedida parceria com GESEL/ UFRJ, tendo como objetivos: ampliar e consolidar conhecimentos basilares sobre o setor elétrico brasileiro, a partir de uma ótica de abordagem econômica do corpo técnico do ONS; contribuir para os processos de integração; e auxiliar no aumento da produtividade e retenção destes profissionais.

Em 2012, iniciou-se nova turma do curso, com abordagem para os engenheiros plenos. O programa é composto por sete módulos com duas aulas cada, ministrados em encontros mensais, perfazendo um total de 56h. A primeira aula aconteceu no dia 24 de setembro no Instituto de Economia da UFRJ. Vinte e sete empregados, entre plenos e recém-promovidos a sênior, estão atualmente cursando.

### **Programa de Desenvolvimento de Secretárias (PDS)**

O público-alvo deste programa são assistentes administrativos de diretoria e de gerência executiva. No ano de 2012 foram realizadas ações de desenvolvimento abrangendo 20 colaboradores, nos seguintes módulos: 1º módulo: Organização de Documentos e Informações, 2º módulo: Imersão em Excel - 2007 e Qualidade na Comunicação - Oficina de Redação Empresarial.

- **AÇÕES INDIVIDUAIS:**

### **Plano de Desenvolvimento Individual (PDI)**

Este Programa é decisivo para melhor qualificar os empregados nas áreas em que atuam e, a médio prazo, prepará-los para assumir outros desafios em suas carreiras. Em 2012 praticamente todos os empregados receberam treinamento.

### **Cursos de Longa Duração**

Os cursos de longa duração - carga horária igual ou superior a 180 horas — abrangem cursos de pós-graduação, mestrado e especializações, sendo dada prioridade para os cursos relacionados com as atividades finalísticas do ONS. De janeiro a junho de 2012, nove empregados realizaram cursos de longa duração e, para o período julho/2012 – junho/2013, 14 empregados estão sendo capacitados.

## **GESTÃO DE DESEMPENHO**

O diferencial da Gestão de Desempenho do ONS em 2012 se deu pelo alinhamento e adequação do Programa aos Eixos da Trajetória de Carreira, Competências e Níveis de Complexidade. Este foi o 1º Ciclo de GD no qual gestores avaliaram seus empregados em metas, competências e atitudes, além da prática e registro do feedback. Os gestores realizaram a auto-avaliação de competências e atitudes. Por sua vez, os empregados avaliaram os gestores apenas em atitudes e se auto-avaliaram em competências e atitudes, tendo ainda a oportunidade de registrar seus feedbacks.

## **PROGRAMA DE GESTÃO DE SAÚDE**

Em razão da natureza das responsabilidades do ONS requerer profissionais com elevada senioridade, o perfil etário dos colaboradores apresenta idade média acima dos padrões observados no mercado. Diante desta peculiaridade, foi dedicada especial atenção ao investimento na saúde dos empregados, tendo sido empreendidas ações voltadas ao equilíbrio físico, mental e social dos empregados, com ênfase na divulgação de orientações preventivas, campanhas de vacinação e patrocínio de eventos esportivos para empregados. Além de visar à boa saúde dos empregados do ONS, as ações também têm o objetivo de reduzir os custos da apólice coletiva de Seguro Saúde.

## **PLANO DE RECONHECIMENTO**

Ao completar o 4º ciclo de realização, o Programa Reconhecer + obteve um total de 40 indicações. Destas, 07 (sete) foram premiadas nas categorias Gestão do Conhecimento e Inovação — dividida em duas subcategorias, a saber: Desafio Tecnológico e Melhoria de Processo. O Reconhecer + busca valorizar formalmente os empregados do ONS, premiando os promotores das ações vencedoras por se destacar em sua contribuição para a organização, de acordo com as categorias de Prêmio.

Outra iniciativa foi a premiação dos Destaques do Ano, cujas ações eleitas pela Diretoria foram o Projeto Revisão dos Valores Organizacionais, a Atuação das Equipes Técnicas

em Resposta às Ocorrências de Setembro e Outubro, as Medidas Adicionais para Aumentar a Segurança do SIN e a Interligação Tucuruí-Manaus-Macapá.

### **3.8 – Telecomunicação e Tecnologia da Informação**

Para o exercício de suas atribuições legais e o cumprimento de sua missão institucional, o ONS desenvolve uma série de estudos e ações a ser exercidas sobre o sistema e seus agentes o que implica no uso intensivo de processamento de informações fortemente baseados no uso de TI.

Entre os principais resultados das ações empreendidas pela área de TI corporativa em 2012, destacam-se:

- **Implementação da ferramenta *Cloud Computing***

A experiência bem-sucedida com o projeto-piloto adotado no Newave sinaliza novos patamares tecnológicos para o setor elétrico, com impactos positivos em outros modelos matemáticos. O *Cloud Computing* é uma ferramenta que viabiliza o acesso a programas, serviços e arquivos, bem como o processamento de grande volume de dados de forma remota, por meio de um provedor da Internet. Este conceito começa a ser adotado pela TI Corporativa em seu plano estratégico de 2012 com foco em Modelos Matemáticos, Mobilidade, Colaboração Eletrônica, *Backup e Restore*, *Business Intelligence* e Recuperação em Caso de Desastre.

Para o Newave, em um caso do Planejamento Mensal da Operação – PMO, apresentaram uma redução da ordem de 40% no tempo de execução. A expectativa é de que este projeto tenha grande impacto na forma de processamento intensivo e de modelos matemáticos em todo o setor elétrico.

Outros testes estão sendo realizados com o Community Atmospheric Model - CAM, desenvolvido pelo National Center for Atmospheric Research (NCAR) dos EUA. Trata-se de um modelo climático que precisa de processamento de alto desempenho e muito espaço em disco.

Também já estão sendo testados na organização, os modelos ORGANON e DECOMP. Este último passará a ser processado em ambiente distribuído em 2013, seguindo o mesmo caminho do Newave. Um caso teste, cujo tempo de resolução levou 35 minutos no ambiente computacional teve tempo de resolução de 3 minutos, quando executado nas nuvens.

- **Projetos de Sistemas Aplicativos concluídos**

Ao longo de 2012, foram concluídos importantes projetos e ações de desenvolvimento de sistemas de suporte às áreas finalísticas que contribuíram de forma significativa para a gestão de dados e informações, entre as quais destacamos:

- ✓ Projeto Sistema de Análise de Perturbações – SPERT, que garante a melhoria na qualidade no atendimento do processo de Análises de Perturbações, no tratamento e recebimento dos arquivos de oscilografia.
- ✓ Projeto Sistema de Previsão de Cargas para Estudos Energéticos – SPCEE, que trata da Implantação dos Modelos de Tratamento de Dados. Ele apoia na melhoria do processo e aumenta a qualidade das previsões de carga.
- ✓ Projeto Exportador Modelo de Informação Comum XML (CIM XML), que garante a integração e atualização dos dados da rede elétrica disponíveis na Base de Dados Técnica - BDT com a base de dados fonte do REGER.
- ✓ Integração do Sistema de Programação Diária da Produção - PDP para viabilizar o funcionamento do Sistema de Supervisão e Controle – SSC REGER com o SSC atual, e das rotinas de carga de limites através de processos de ETL, para utilização em Tempo Real pelo REGER.
- ✓ Automatização do processo de consistência da geração térmica envolvendo os agentes e centros regionais do ONS, gerando ganho de confiabilidade e produtividade.
- ✓ Atendimento à Resolução nº 454 da ANEEL que estabelece critérios e condições para a entrada em operação comercial de reforços e ampliações de instalações de transmissão a ser integrados ao SIN, com impactos nos processos e sistemas ONS.
- ✓ Automação da Integração entre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e o Operador do novo Sistema de Compensação e Liquidação - SCL.
- ✓ Revisão da metodologia de Gerenciamento de Projetos do ONS e primeira etapa de implantação do Sistema de Gerenciamento de Projetos EPM 2010 que melhorará o gerenciamento de projetos de desenvolvimento de sistemas, bem como o apoio à decisão do portfólio de projetos de TI Corporativa.
- ✓ Conclusão da primeira etapa do projeto de automação da Metodologia de Desenvolvimento de Sistemas do ONS, com a implantação do Microsoft Team Foundation, dando início às ações para aumentar a agilidade e melhorar a qualidade do desenvolvimento e manutenção de sistemas.

- **Avanços na Segurança da Informação**

Em razão do aspecto estratégico e crítico da Segurança da Informação para o ONS, especial atenção foi dada à elaboração dos termos da Política de Uso e Segurança da Informação e dos Ativos Associados da Organização. Complementarmente, foi implantado o dispositivo de segurança (Web Application Firewall) que aumenta o nível de proteção das aplicações web do ONS contra ataques cibernéticos.

- **Avanços na Infraestrutura**

Em 2012, foram concluídas a implantação do novo sistema de Service Desk e a integração dos módulos de Gerenciamento e Monitoramento da infraestrutura dos servidores, sistema aplicativos, rede locais e links de telecomunicações que permitem a atuação de forma pró-ativa na análise, detecção e reparação de eventuais indisponibilidades e degradação de performance dos ambientes.

### **3.9 – Gestão de Compras**

No ano de 2012 deu-se continuidade ao aprimoramento dos processos de controle e acompanhamento da gestão de compras, dando total transparência às despesas com aquisições de bens e serviços pela Organização.

A principal iniciativa em 2012 foi o início da implantação da ferramenta GCVC (Gestão de Ciclo de Vida de Contratos), que permite o controle das requisições, com visualização de seu workflow pelos clientes internos, a contratação de bens e serviços, os controles e checklists dos contratos cadastrados no sistema corporativo — permitindo o acompanhamento dos saldos contratuais, prazos de vigência e cláusulas de reajuste, como também a Gestão de Fornecedores. Esta ação visa a automatizar e integrar os controles atuais, diminuindo a carga de trabalho operacional e liberando os profissionais para trabalhos que requerem maior análise e complexidade.

### **3.10 – Gestão da Administração Predial**

Com a decisão da mudança das instalações prediais de Rio de Janeiro, Recife e Florianópolis para novas instalações, teve início no ano de 2012 o Projeto de Gestão da Administração Predial do ONS, que tem por finalidade administrar de forma centralizada os prédios das quatro localidades, procurando obter ganho de escala e maior qualidade nos serviços prestados.

### **3.11 – Gestão Econômico-Financeira**

A gestão econômico-financeira do ONS no exercício de 2012 continuou o processo de aprimoramento do controle orçamentário, resultando na otimização dos recursos financeiros provenientes dos encargos de uso da transmissão e da contribuição de seus associados.

As demonstrações financeiras foram elaboradas e são apresentadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e em consonância com as instruções contidas no Manual de Contabilidade do ONS, instituído pela ANEEL.

#### **Orçamento do Exercício**

O orçamento econômico-financeiro do ONS, aprovado pela ANEEL através da Resolução ANEEL nº 3.033, de 16 de agosto de 2011, para o período compreendido entre julho de 2011 a junho de 2012, foi de R\$ 451.489 mil, sendo R\$ 235.375 mil previstos para o semestre findo em 31 de dezembro de 2011 e R\$ 264.178 mil previstos para semestre findo em 30 de junho de 2012.

O orçamento relativo ao período compreendido entre julho de 2012 a junho de 2013, aprovado pela Resolução ANEEL nº 3.828, de 20 de novembro de 2012, foi de R\$ 511.219 mil, compreendendo R\$ 237.034 mil para o semestre findo em dezembro de 2012 e R\$ 274.184 mil para o semestre a findar-se em 30 de junho de 2013.

Desta forma, o orçamento previsto para o período de janeiro a dezembro de 2012 correspondeu ao montante de R\$ 501.212 mil, dos quais R\$ 37.402 mil correspondem ao projeto de implantação das novas instalações do Operador. A realização orçamentária alcançou R\$ 421.284 mil, perfazendo um percentual de 84% no exercício.

#### **Fontes de Recursos do ONS**

Nos termos do artigo 34 do Estatuto Social, alterado pela Resolução ANEEL nº 1.888, de 22 de abril de 2009, são fontes de recursos do ONS:

- I. Contribuições de seus membros associados, proporcional ao número de votos na Assembleia Geral, incluídas na Parcela “A” para fins de repasse tarifário e recolhidos por outros associados e agentes do setor elétrico que não estão sujeitos a repasse tarifário.
- II. Recursos decorrentes do orçamento elaborado pelo ONS e aprovado pela ANEEL:
  - a) Repassados pelos associados e agentes do setor elétrico conectados à Rede Básica, cujos valores são incluídos na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e na Parcela “A” das Tarifas do Serviço de Energia Elétrica;
  - b) Recolhidos por outros associados e agentes do setor elétrico que não estão sujeitos a repasse tarifário;

c) Outras receitas autorizadas pela ANEEL.

Para viabilização de seu orçamento, o ONS utilizou recursos dos encargos de uso da transmissão e da contribuição dos associados recolhidos, tendo faturado R\$ 408.000 mil e R\$ 13.898 mil, respectivamente, durante o exercício de 2012.

### **Balço Patrimonial**

Dentre as variações ocorridas no balanço patrimonial de 2012, destacam-se as rubricas de imobilizado, intangível e obrigações trabalhistas, cujos detalhamentos dos eventos ocorridos no exercício estão apresentados nos itens 10, 11 e 19 das Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras.